

Universidade Técnica de Lisboa
Instituto Superior de Economia e Gestão

Mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente

AMBIENTE E SECTOR ELÉCTRICO
GESTÃO DA PROCURA, UMA SOLUÇÃO

Pedro Campos Rodrigues da Costa

Orientação: Prof. Doutor Álvaro Martins Monteiro

Júri: Prof. Doutor Álvaro Martins Monteiro

Prof. Doutor Rui Junqueira Lopes

Prof. Dr. Nuno Ribeiro da Silva

Maio de 2002

Este trabalho expressa somente a opinião do autor, e de modo algum vincula ou representa a posição de alguma instituição a que possa estar ligado.

Lista de siglas e acrónimos

AIA – Avaliação de impacte ambiental

AT – Alta tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)

BT – Baixa tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)

CAE – Contrato de Aquisição de Energia

DGE – Direcção-Geral de Energia

DSM – Gestão da procura (“demand side management”)

ERSE – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

EURELECTRIC – Union of the Electricity Industry

INE – Instituto Nacional de Estatística

MAT – Muito alta tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)

MT – Média tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)

PRE – Produção em regime especial

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

RNT – Rede Nacional de Transporte

RRC – Regulamento de Relações Comerciais

RT - Regulamento Tarifário

SEI – Sistema Eléctrico Independente

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado

SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público

UNPEDE – União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica

URE – Utilização racional de energia

Resumo e palavras-chave

Tal como no passado a consciência relativa às questões sociais ganhou relevância, hoje as questões ambientais começam a ser consideradas um parceiro das outras políticas, assumindo o seu carácter de horizontalidade. O sector energético, tanto mais porque está entre os principais responsáveis por muitos dos actuais problemas ambientais, tais como a acidificação ou o aquecimento global e consequentes alterações climáticas, não pode ser excepção. Dentro do sector energético encontra-se o eléctrico, foco deste trabalho, responsável em Portugal por cerca de 50% das emissões de SO₂ e 30% das emissões de CO₂.

Neste trabalho identificam-se diversas soluções que permitem melhorar o desempenho ambiental do sector eléctrico, tais como a utilização de determinados combustíveis, o aproveitamento de energias renováveis, a instalação de medidas de fim-de-linha ou a adopção de políticas de gestão da procura. A gestão da procura, cujo objectivo é alterar o padrão de consumo (diminuindo-o ou deslocando-o no tempo), apresenta na maioria das situações vantagens económicas para o consumidor. Apesar disso, é conhecido um conjunto de obstáculos a este tipo de medidas, destacando-se os problemas de informação, a “prioridade” dada a outras utilizações do capital e a diferente dimensão e estrutura entre a oferta e a procura. As soluções também são conhecidas, mas para terem sucesso necessitam de apoios financeiros. Onde recolher estes fundos?

Neste trabalho sugere-se um esquema de financiamento, gerido pelo regulador do sector, em que os fundos são recolhidos através das tarifas de energia eléctrica e entregues pelo regulador a uma outra instituição, especialista em questões de gestão da procura, que seleccionaria projectos envolvendo medidas de utilização racional da energia no lado da procura. São ainda ensaiadas duas soluções para recolha destes fundos: encargo volumétrico físico (\$/kWh) e encargo fixo (\$/cliente), tendo sido feita uma análise em termos de influência no preço médio de diversos tipos de clientes.

Palavras-chave: ambiente, sector eléctrico, regulação, gestão da procura, tarifas

Abstract and keywords

Likewise the social questions took their place in the society, nowadays environmental concerns start to be a partner to the other policies. Environmental policies have moved from a sectorial policy to an horizontal policy. As energy sector is responsible for several environmental problems, like acidification or global warming and consequently climate changes, the environmental concerns can not be forgotten. Electric sector is a sub-sector of the energy sector and is responsible, in Portugal, for about 50% of SO₂ emissions and 30% of CO₂ emissions.

Several measures to improve the environmental performance of the electric sector are pointed out, like fuel switching, renewable generation, end of pipe measures or demand side management (DSM) policies. Reducing or shifting the consumption are the objectives of DSM, usually bringing economical advantages to the customer. Although, several barriers to DSM implementation are identified, like incomplete information, financial questions or asymmetry between the supply and the demand side. The mechanisms to remove these barriers are known, but they usually need financial support to be successful. Where does this money can be collected from?

In this work, a scheme managed by the electric sector regulator is suggested. The money is collected from the electricity customers, through electricity tariffs and goes to a fund managed by the regulator. This fund supports DSM projects selected by a DSM expert entity, an “outsourcing” to the regulator. Two solutions to collect this fund are tested: physical volumetric charge (\$/kWh) and fixed charge (\$/customer). The influence in the average price of several customers is analysed.

Keywords : environment, electric sector, regulation, DSM, tariffs

Índice

1.	Introdução	17
2.	Sector eléctrico e ambiente.....	21
2.1.	Principais impactes ambientais associados ao sector eléctrico - levantamento sumário	22
2.1.1	Produção	23
2.1.2	Transporte e Distribuição	25
2.2.	Breve caracterização do desempenho ambiental do sector eléctrico português ..	25
2.2.1	Sector eléctrico e total nacional.....	25
2.2.2	Sector eléctrico	26
2.3.	Utilização de energia eléctrica em Portugal.....	30
2.4.	Classes de medidas para melhorar o desempenho ambiental do sector eléctrico	33
3.	Ambiente, liberalização e regulação económica do sector eléctrico	37
3.1.	Actuação do regulador do sector eléctrico.....	38
3.2.	Liberalização e ambiente	39
3.2.1	Alterações na estrutura do sector.....	40
3.2.2	Comportamento do Estado/Regulador.....	41
3.2.3	Comportamento das empresas	42
3.2.4	Comportamento dos clientes.....	43
3.3.	Síntese.....	44
4.	URE/DSM.....	47
4.1.	Porquê apoiar medidas de URE e políticas de DSM?	49
4.1.1	Informação.....	49
4.1.2	Comportamento da procura	51
4.1.3	Comportamento da oferta	52
4.2.	Outras vantagens das políticas de DSM	53

4.3. Incentivos a políticas de DSM.....	54
4.3.1 Campanhas de informação.....	54
4.3.2 Regulamentação de mínimos de eficiência (“Standards”).....	56
4.3.3 Rotulagem.....	57
4.3.4 Promoção de campanhas.....	60
4.3.5 Intervenção nos preços	61
4.3.6 Acordos voluntários.....	63
4.3.7 Investigação e desenvolvimento	63
1.4. Financiamento de políticas de DSM.....	63
5. Regulação do sector eléctrico – caso português	65
5.1. Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor.....	66
5.2. A ERSE e a fixação das tarifas	72
5.3. Responsabilidade da ERSE em questões ambientais.....	73
5.4. Estabelecimento das tarifas.....	76
5.5. Regulação económica de monopólios naturais	79
5.5.1 Taxa de rendibilidade permitida	80
5.5.2 Regulação directa dos preços.....	82
5.5.3 Comparação entre métodos.....	84
5.6. Regulação económica das diversas actividades.....	85
5.6.1 Actividade de aquisição de energia	85
5.6.2 Actividade de gestão global do sistema	88
5.6.3 Actividade de transporte de energia eléctrica.....	90
5.6.4 Actividade de distribuição de energia eléctrica	91
5.6.5 Actividade de comercialização de energia eléctrica.....	93
6. DSM e tarifas de energia eléctrica.....	99
6.1. Papel do regulador.....	99

6.1.1	Colector e gestor de um fundo.....	99
6.1.2	Estrutura tarifária das tarifas de venda a clientes finais	100
6.1.3	Informação.....	101
6.1.4	Síntese.....	102
6.2.	Custos ociosos e DSM.....	102
6.3.	Esquema de financiamento para DSM	103
6.3.1	Quem paga?	106
6.3.2	Pagar em função de quê?.....	108
6.4.	Outras questões.....	109
6.5.	Impacte nos preços dos clientes.....	110
6.5.1	Esquema \$/cliente.....	112
6.5.2	Esquema \$/kWh.....	114
6.5.3	Comparação entre os dois mecanismos	115
6.5.4	Preço médio constante	116
6.5.5	Outros clientes não domésticos	117
6.6.	Síntese.....	118
7.	Conclusões.....	121
8.	Referências Bibliográficas.....	125
	ANEXOS	131
	Anexo I - Regulação e medidas de gestão da procura noutros países.....	133
	Bélgica	133
	Espanha	134
	França	135
	Itália	135
	Irlanda do Norte.....	135
	Inglaterra e Escócia.....	137

Conclusão	138
Anexo II - Alterações recentes no sector eléctrico	139
Aquisição de energia eléctrica	139
Gestão global do sistema	139
Transporte de energia eléctrica.....	141
Distribuição de energia eléctrica	143
Comercial de redes	145
Comercial no SEP	146
Outros assuntos.....	148
Anexo III - Breve historial do sector eléctrico em Portugal.....	149

Índice de figuras

Figura 1 – Sector eléctrico e ambiente	21
Figura 2 - Emissões de SO ₂ , NO _x e CO ₂ por sector de actividade	26
Figura 3 – Evolução das emissões totais e específicas de SO ₂ das centrais do SEP.....	27
Figura 4 - Evolução das emissões totais e específicas de NO _x das centrais do SEP.....	28
Figura 5 - Evolução das emissões totais e específicas de partículas das centrais do SEP	28
Figura 6 - Evolução das emissões totais e específicas de CO ₂ das centrais do SEP	29
Figura 7 – Evolução do consumo final de energia em Portugal, por forma de energia.....	30
Figura 8 – Evolução do consumo de energia eléctrica, por sector (1957-1999).....	31
Figura 9 - Intensidade eléctrica e consumo <i>per capita</i> nos países da União Europeia (1997)	32
Figura 10 - Evolução da intensidade eléctrica em Portugal (1985-1997).....	33
Figura 11 – Actuações para melhor o desempenho ambiental do sector eléctrico	35
Figura 12 – Liberalização e ambiente - síntese	45
Figura 13 – Organização do sector eléctrico português (DL 182/95)	66
Figura 14 – Fases essenciais para o planeamento do sistema electroprodutor do SEP	68
Figura 15 – Determinação de tarifas	78
Figura 16 – Actividades e tarifas.....	79
Figura 17 – “Price-cap” – fixação do índice de preços e do X.....	83
Figura 18 – Actuação do regulador na promoção da gestão da procura.....	102
Figura 19 – Esquema de financiamento DSM.....	105
Figura 20 – Variação do preço médio e fundo recolhido, com esquema \$/cliente	113

Figura 21 – Variação preço médio conjunto e fundo recolhido com esquema \$/cliente	113
Figura 22 – Variação do preço médio e fundo recolhido, com esquema \$/kWh.....	114
Figura 23 – Variação do preço médio conjunto e fundo recolhido, com esquema \$/kWh	115
Figura 24 – Comparação entre \$/cliente e \$/kWh.....	116
Figura 25 – Variação do preço médio igual para todos os consumidores tipo	117

Índice de quadros

Quadro 1 - Taxas de crescimento médio anual do consumo de electricidade (%), no período 2000-2020	69
Quadro 2 - Taxa de crescimento do consumo de electricidade de 1996 a 2000	69
Quadro 3 – Estratégias de expansão	70
Quadro 4 - Inclusão da “taxa DSM” nas actividades existentes.....	107
Quadro 5 - Consumidores domésticos tipo	111
Quadro 6 – Representatividade dos consumidores domésticos tipo em Portugal.....	112
Quadro 7 – Gama de consumos dos consumidores tipo industrial e doméstico.....	118
Quadro 8 – Síntese da análise comparativa \$/cliente e \$/kWh.....	118

Índice de caixas

Caixa 1 – Energia nuclear – breves tópicos	24
Caixa 2 - Formas de intervenção económica numa economia mista.....	37
Caixa 3 – Novas tecnologias e energia	43
Caixa 4 – Conservação de energia	47
Caixa 5 – Classe A ou classe B?.....	49
Caixa 6 – Sistema de rotulagem na UE.....	57
Caixa 7 – Como reagem os consumidores de electricidade ao preço?.....	62
Caixa 8 – Planeamento e avaliação de impacte ambiental.....	68
Caixa 9 - ERSE e produção em regime especial.....	74
Caixa 10 - Correção de hidraulicidade.....	85
Caixa 11 - Prémio EDP	96

Agradecimentos

A realização deste trabalho não teria sido possível sem o apoio de diversas pessoas e entidades, às quais gostaria de expressar o meu agradecimento:

Prof. Álvaro Martins, professor responsável pela orientação do trabalho - pelas diversas sugestões dadas para o desenvolvimento do trabalho e pelo empenho colocado no funcionamento do mestrado.

Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, nas pessoas do **Dr. Ing. Jorge Vasconcelos**, **Prof. João Santana** e **Dr. Carlos Robalo** - não só pela oportunidade que me deram de realizar o mestrado, mas também pelas sugestões dadas, desde a escolha do tema até à finalização do trabalho.

Eng. José Afonso, meu director - pela disponibilidade que sempre teve para discutir comigo estes temas, bem como pela paciência posta na leitura de diversas versões deste trabalho. Isto, claro, para além do tempo que sempre me ofereceu para o mestrado.

Colegas da ERSE – eles sabem quem são, pelo que não necessito de correr o risco de, ao enumerar, me esquecer de alguém, pelo apoio e pelas diversas sugestões e auxílio em áreas mais afastadas da minha formação.

Ms Marcella Pavan, **Ms Myriam Roobrouch**, **Mr. Alan Smith**, **Mr Luís Jesus Tembleque** e **Mr. Thierry Trouvé** – membros do grupo ambiente e fiscalidade do CEER, pela informação cedida sobre a experiência dos seus países nestas temáticas.

Eng. Lívio Honório, da EDP – Electricidade de Portugal, S.A. – não só pela preciosa informação sobre o Prémio EDP, de que tem sido coordenador, mas essencialmente pela interessante conversa sobre estas temáticas.

Dr^a Júlia Boucinha, **Dr^a Ana Maria Noronha**, **Dr^a Célia Godinho**, **Dr^a Isabel Apolinário** e **Sr. José João Domingos** – equipa da EDP Distribuição, já amiga de outras paragens, não só pelas informações, mas também pelos conselhos e auxílio na resolução de algumas dificuldades.

Sofia Simões – acabaram por ser umas conversas muito proveitosas, espero que para ambos.

GEOTA – Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente – lá aprendi muito sobre ambiente, ganhei gosto por estas matérias. O trabalho associativo tem sido muito enriquecedor.

Victor Baptista, da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. – pelas discussões que vamos tendo sobre estes e outros assuntos.

Minha família e amigos – por tudo e muito mais. Os outros que me desculpem, mas considero justo destacar a paciência e apoio dado pela Patrícia e pelo meu Pai. Com eles discuti toda a tese.

Mesmo sabendo que me estou a repetir, como diz Luís Represas: “a todos aqueles que a memória atraiçoa, mas o coração não”.

1. INTRODUÇÃO

O tema ambiente tem vindo gradualmente a ganhar importância, começando a nossa sociedade a aperceber-se que não é mais possível continuar a consumir os recursos ao ritmo que se tem verificado desde a revolução industrial, nem continuar a exercer uma pressão sobre os ecossistemas muito superior ao que estes podem suportar. De complexidade superior são as questões de âmbito global, como as alterações climáticas. É difícil aceitar que os povos do hemisfério Sul estejam sujeitos a catastróficos fenómenos climáticos cuja responsabilidade é, cada vez com menos incerteza, atribuível aos do outro hemisfério, mais poluidor.

O sector energético é responsável por diversos problemas ambientais, tais como a acidificação e o aquecimento global, com impacte ao nível das alterações climáticas. Este sector (transportes incluídos) é hoje responsável, em Portugal, por cerca de dois terços das emissões de gases de efeito de estufa, tendo ainda contribuído com perto de 90% para o aumento registado entre 1990 e 1999 do total de emissões deste tipo de gases. O sub-sector eléctrico, mais concretamente a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, é um dos principais sub-sectores do sector energético.

É hoje indispensável que as preocupações e a sensibilidade para estas questões estejam presentes em qualquer política sectorial, não constituindo a energética uma excepção. Tal como no passado as questões sociais ganharam relevo nas sociedades ditas ocidentais, o mesmo começa já a suceder para as questões ambientais.

Centremo-nos agora no sector eléctrico, alvo deste trabalho. Que medidas ou acções podem ser tomadas para que se tenha em conta a problemática ambiental? Quais as soluções? Como em quase tudo, uma coisa é certa, as soluções são diversas, não são exclusivas e necessitam de se articular e ter coerência, para que formem um todo, com objectivos alinhados. Para o sector eléctrico, a actuação pode começar por um correcto planeamento, onde o lado da procura deve ter um papel activo, devendo procurar-se tornar os sistemas mais eficientes, ou seja, procurar que o consumo seja mínimo para um determinado nível de saída. A par destas medidas, devem adoptar-se práticas e tecnologias que minimizem os impactes ambientais do sector, recorrendo a formas de energia menos poluentes e utilizando as melhores técnicas disponíveis.

É interessante verificar que o Programa E4 (Ministério da Economia, 2001), recentemente publicado, prevê um conjunto de iniciativas diversas, com a preocupação de reforçar uma visão integrada e coerente.

A gestão da procura é uma das áreas em que a dificuldade de actuação é maior e onde não têm sido visíveis grandes acções, para além da tradicional diferenciação horária implícita nos tarifários de energia eléctrica. Se, em termos ambientais, esta parece ser uma das melhores soluções, porque tem tido pouca aplicação prática? Porque se tem investido mais noutras áreas, como as energias renováveis ou as tecnologias de fim de linha? Como orientar as atenções para a gestão da procura? É a busca de resposta a estas questões o principal estímulo para este trabalho.

Muito já foi dito sobre gestão da procura. Haverá algo de novo a dizer? Esta parece ser uma angústia comum quando se começa a explorar um tema. É verdade que muitas causas do “insucesso” da gestão da procura estão já identificadas e analisadas. No entanto, é também verdade que o sector eléctrico tem vindo a sofrer grandes transformações, resultantes em grande parte da sua liberalização crescente. Novos agentes surgiram, os agentes tradicionais mudaram “a maneira de pensar”, a regulação independente ganhou o seu lugar. Tendo em conta esta nova envolvente, qual poderá ser o papel da regulação do sector eléctrico no incentivo à gestão da procura?

Sintetizando, o objectivo deste trabalho é apontar pistas para que o regulador do sector eléctrico tenha uma atitude mais activa na definição de políticas incentivadoras da promoção da gestão da procura. Portugal Continental é analisado como caso estudo, nomeadamente o papel a desempenhar pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE).

Durante a realização do trabalho, bem como no tempo que mediou entre a versão provisória e a versão final, surgiram diversas novidades, nomeadamente em termos regulamentares. Não tendo sido possível incorporá-las todas no corpo do trabalho, o seu tratamento, quando possível, é feito em anexo.

Tendo em conta o objectivo referido, este trabalho apresenta a seguinte estrutura:

- Capítulo 2 – Levantamento das principais ligações entre o sector eléctrico e as questões ambientais, sendo identificados os principais impactes ambientais associados ao sector eléctrico. Faz-se ainda uma breve caracterização ambiental do sector em Portugal Continental;

- Capítulo 3 – Trata-se ainda de um capítulo introdutório, descrevendo-se as principais alterações no sector eléctrico resultantes da sua liberalização crescente, bem como se discute o papel do regulador e a sua actuação no que respeita às problemáticas ambientais;
- Capítulo 4 – Capítulo em que se discute a temática central do trabalho, a gestão da procura. Tenta-se melhor definir o conceito, responder à questão “qual a racionalidade que justifica os apoios à gestão da procura?”, bem como apontar os principais tipos de incentivos possíveis. É ainda analisada a questão do financiamento;
- Capítulo 5 – Para que seja possível efectuar uma aplicação prática ao caso de Portugal Continental, considerou-se necessário efectuar uma breve análise à regulação do sector em causa. É este o tema deste capítulo, tendo sempre como “pano de fundo” as questões ambientais e a solução gestão da procura;
- Capítulo 6 – Neste capítulo é proposto um esquema de financiamento para gestão da procura, cuja responsabilidade caberia ao regulador, a ERSE, e onde a fonte de financiamento seriam os clientes finais de electricidade, através das tarifas de energia eléctrica. É dado especial destaque ao efeito que um esquema deste género pode ter sobre os preços aplicados aos clientes, bem como à comparação entre clientes de diferentes tipos;
- Capítulo 7 – Apresentam-se as principais conclusões do trabalho, bem como pistas para eventuais futuros desenvolvimentos;
- Em anexo são tratadas temáticas que, embora possam parecer colaterais, se consideram importantes como envolvente. No Anexo I analisa-se, de modo sumário, a experiência de outros países em esquemas para financiamento de políticas de gestão da procura; o Anexo II descreve as recentes alterações na regulação do sector eléctrico, motivadas pela revisão efectuada pela ERSE aos regulamentos da sua responsabilidade; o último anexo é dedicado a um breve historial sobre o sector eléctrico em Portugal Continental.

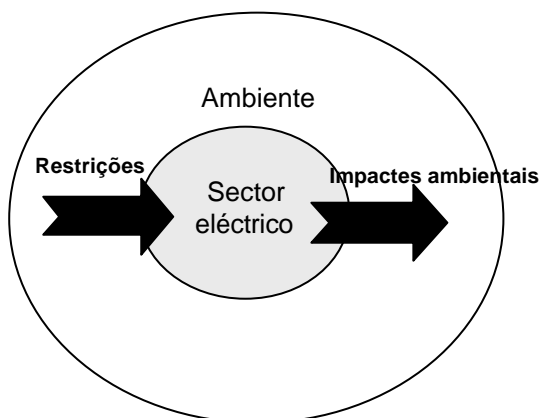
2. SECTOR ELÉCTRICO E AMBIENTE

As preocupações ambientais e respectivas políticas têm vindo a assumir crescente importância, sendo hoje reconhecida a necessidade da sua incorporação nas restantes políticas. O sector energético é responsável por diversos e significativos impactes ambientais, pelo que esta abordagem integrada é já um objectivo comunitário, expresso no documento da Comissão Europeia COM(1998)571 final – “Reforçar a integração da dimensão ambiental na política comunitária da energia”.

Neste capítulo procuram-se interacções entre o sector eléctrico e o ambiente. Este objectivo levará à enumeração e discussão dos principais impactes ambientais associados ao sector, mas também às limitações impostas ao sector eléctrico por razões ambientais.

Antes de se procurar a ponte entre os dois sectores, pode colocar-se a seguinte questão: como definir ou limitar cada um dos sectores/áreas?

Figura 1 – Sector eléctrico e ambiente



Neste trabalho, “ambiente” será entendido no sentido amplo da palavra, perto da noção expressa na Lei de Bases do Ambiente¹, como o “conjunto dos sistemas físicos, químicos, biológicos e suas relações e dos factores económicos, sociais e culturais com efeito directo ou indirecto, mediato ou imediato, sobre os seres vivos e a qualidade de vida do homem”.

Já no que respeita ao “sector eléctrico”, a principal questão coloca-se na inclusão, ou não, do consumo (ERSE, 1998). Na definição tradicional de “sector eléctrico” o

¹ Lei n.º 11/87, de 7 de Abril.

consumo não é considerado, sendo apenas incluídas as actividades correspondentes ao lado da oferta: produção, transporte e distribuição. No entanto, em questões ambientais, parece adequado considerar o consumo, uma vez que o consumidor é o responsável pelo impacto ambiental². Porém, se compararmos a utilização da energia eléctrica com outros sectores, por exemplo combustíveis, rapidamente concluiremos que a utilização da electricidade é uma actividade razoavelmente limpa. Em conclusão, para a análise dos impactes ambientais associados ao sector eléctrico, o “consumo”³ não será tido em consideração. No que respeita a políticas e actuações que têm como objectivo a melhoria do desempenho ambiental do sector, o “consumo” será claramente considerado.

Assim, neste capítulo far-se-á uma identificação dos principais impactes ambientais associados à produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, nomeadamente no caso português. Será ainda analisada, de modo sumário, a forma como a electricidade é utilizada em Portugal e, finalmente, apontar-se-ão as principais classes de actuação que podem conduzir a um melhor desempenho ambiental do sector.

2.1. Principais impactes ambientais associados ao sector eléctrico - levantamento sumário

A avaliação de impactes ambientais é uma tarefa complexa e sujeita a um conjunto alargado de dificuldades, que se devem, nomeadamente, às características dinâmicas dos sistemas a analisar, à heterogeneidade no espaço, ao carácter temporal, a impactes cumulativos e à, ainda, falta de conhecimento sobre alguns fenómenos (MARN e FCT/UNL, 1994). Na análise de impactes de uma actividade há ainda que definir o âmbito do estudo, podendo este alargar-se de tal modo que leva à realização de uma análise de ciclo de vida. Por outro lado, os critérios de avaliação dos impactes nem sempre são objectivos e mensuráveis.

De seguida apontam-se os principais impactes ambientais associados a cada actividade ((Antunes *et al*, 2000) e (EEA, 1995)). A determinação da significância de cada impacto é uma tarefa sempre subjectiva, que depende do projecto em causa, do meio e

² Em termos de consumo, há que distinguir claramente o consumo eficiente do consumo evitável.

³ Consumo final.

do próprio avaliador (Gilpin, 1995). Não é assim possível efectuar este tipo de análise neste trabalho.

2.1.1 PRODUÇÃO

2.1.1.1 Térmica – fóssil

A produção tendo por base combustíveis fósseis (carvão, fuelóleo, gás natural, etc.) é responsável pela:

- Emissão atmosférica de diversos poluentes (SO_2 , NO_x , CO_2 , partículas, CO, etc.) que contribuem significativamente para a acidificação, alterações climáticas e poluição atmosférica local.
- Produção de um conjunto de resíduos (cinzas, produtos resultantes da dessulfuração ou desnitrificação), sendo alguns deles considerados resíduos perigosos.

2.1.1.2 Grande hídrica

Os principais impactes associados aos grandes aproveitamentos hidroeléctricos⁴ são os decorrentes da regularização do curso de água e da ocupação de solos resultante da represa. Naturalmente que a área inundada depende do tipo de aproveitamento, sendo significativamente menor nos aproveitamentos tipo fio-de-água.

2.1.1.3 Nuclear

As questões relacionadas com a exploração de centrais nucleares colocam-se, essencialmente, a dois níveis: percepção do risco associado a acidentes e resíduos.

O risco é algo com que os humanos não lidam bem, tendo tendência para valorizar a gravidade de um potencial acidente e a desvalorizar a probabilidade de ocorrência. Provavelmente tem sido este o principal factor que tem condicionado a construção de novas centrais na Europa. Na realidade, um acidente nuclear tem sempre consequências catastróficas e prolongadas no tempo. No que respeita aos resíduos, as principais questões colocam-se relativamente ao seu transporte e destino final.

⁴ O termo “grande hídrica” é utilizado como contraponto aos pequenos aproveitamentos, normalmente designados por mini-hídricas. Embora não seja isento de polémica o estabelecimento de uma fronteira entre estas duas classes, a potência instalada começa a ser um critério razoavelmente aceite, estabelecendo-se os 10 MW como limite. Na Directiva Comunitária relativa as energias renováveis, adoptada formalmente pelo Conselho a 7 de Setembro de 2001, também é considerado este limite.

Caixa 1 – Energia nuclear – breves tópicos

Actualmente cerca de um quarto da electricidade produzida nos países da OCDE tem origem nuclear (OECD/IEA, 2001). Apesar de se tratar de uma quota significativa, o futuro da energia nuclear continua a ser incerto.

No quadro seguinte apresentam-se alguns factos mais relevantes relativos à energia nuclear, nos países da OCDE.

Novas centrais projectadas	Utilizam energia nuclear		Não utilizam a energia nuclear
	Sem restrições a utilização futura	Restrições legais ou políticas a utilizações futuras	
Japão	Canada	Alemanha	Austrália
Coreia	Espanha	Bélgica	Austria
	EUA	Holanda	Dinamarca
	República Checa	Suécia	Grécia
	Finlândia	Suiça	Islândia
	França		Irlanda
	Hungria		Itália
	México		Luxemburgo
	Reino Unido		Nova Zelândia
			Noruega
			Polónia
			Portugal
			Turquia
Quota na produção total de electricidade da OCDE (%)			
14	64	10	12

Fonte: adaptado de (OECD/IEA, 2001)

Para além das questões ambientais e associadas ao risco, têm existido questões económicas desincentivadoras da energia nuclear, nomeadamente a forte concorrência das centrais de ciclo combinado a gás natural.

As questões relacionadas com as alterações climáticas e as crescentes preocupações com a segurança de abastecimento parecem hoje ter tendência a colocar novamente em discussão a tecnologia nuclear.

2.1.1.4 Renováveis

Na generalidade dos casos este tipo de produção apresenta impactes ambientais menores do que outras formas de produção, embora não nulos. Conforme o tipo de tecnologia, podem apontar-se os seguintes impactes:

- Mini-hídrica: desvio de parte do rio, ligeira regularização, impactes sobre a ictiofauna, construção de um canal artificial, etc.

- Eólica: ocupação de solo, ruído, impacto sobre a avifauna, etc.
- Biomassa: emissões atmosféricas, dependentes do tipo de biomassa utilizada (Staiss e Pereira, 2001).
- Solar: ocupação de solo, etc. A indústria de fabrico de células fotovoltaicas é energeticamente intensiva e produz quantidades significativas de resíduos (Antunes *et al*, 2000).

2.1.1.5 Resíduos

A valorização energética de resíduos é responsável por um conjunto de emissões atmosféricas, tal como as centrais termoeléctricas clássicas referidas em 2.1.1.1. No entanto, e em função do tipo de resíduos, há ainda a assinalar a emissão de outros compostos tais como as dioxinas.

2.1.2 TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

As linhas de energia eléctrica apresentam os seguintes impactos ambientais: ocupação de espaço (incluindo o corredor e limitações impostas pela servidão de segurança), impactos sobre a avifauna, impacto visual e o eventual efeito nocivo dos campos electromagnéticos.

Ainda nesta actividade há que considerar os impactos associados às subestações e postos de transformação, nomeadamente os relacionados com a utilização de substâncias perigosas, tais como os bifenilos policlorados (PCB).

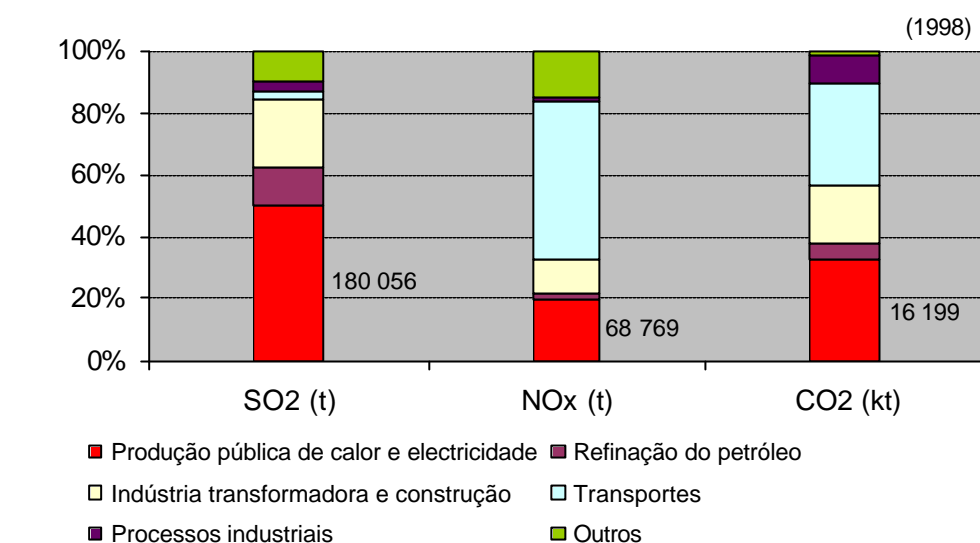
2.2. Breve caracterização do desempenho ambiental do sector eléctrico português

Tendo sido enumerados, no ponto anterior, os principais impactos ambientais associados ao sector eléctrico, far-se-á agora uma breve caracterização do desempenho ambiental deste sector em Portugal.

2.2.1 SECTOR ELÉCTRICO E TOTAL NACIONAL

Do ponto anterior pode concluir-se que um dos principais impactos da produção de energia eléctrica está associado às emissões atmosféricas. Deste modo, no gráfico seguinte mostra-se a contribuição do sector eléctrico para o total nacional em termos de emissões de SO₂, NO_x e CO₂.

Figura 2 - Emissões de SO₂, NO_x e CO₂ por sector de actividade



O sector eléctrico (produção pública de calor e electricidade) foi responsável (1998) por cerca de 50% das emissões de SO₂, 20% das emissões de NO_x e 33% das emissões de CO₂, do total nacional de emissões.

2.2.2 SECTOR ELÉCTRICO

Nos gráficos seguintes analisa-se a evolução das emissões e emissões específicas das centrais do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP). A emissão específica é calculada como o quociente entre a soma das emissões atmosféricas anuais das centrais do SEP e a soma da produção líquida⁵ das centrais. São consideradas as seguintes centrais: Barreiro, Carregado, Pego, Setúbal, Sines, Tapada do Outeiro (CPPE) e Tapada do Outeiro (Turbogas). As centrais de turbina a gás, ciclo simples, de Tunes e Alto Mira não foram consideradas porque nos últimos anos têm sido muito pouco utilizadas, tendo funcionado em situações de emergência ou como compensadores síncronos⁶. Uma vez que a utilização do parque de produção térmico está muito dependente da pluviosidade, optou-se também pela indicação do índice de

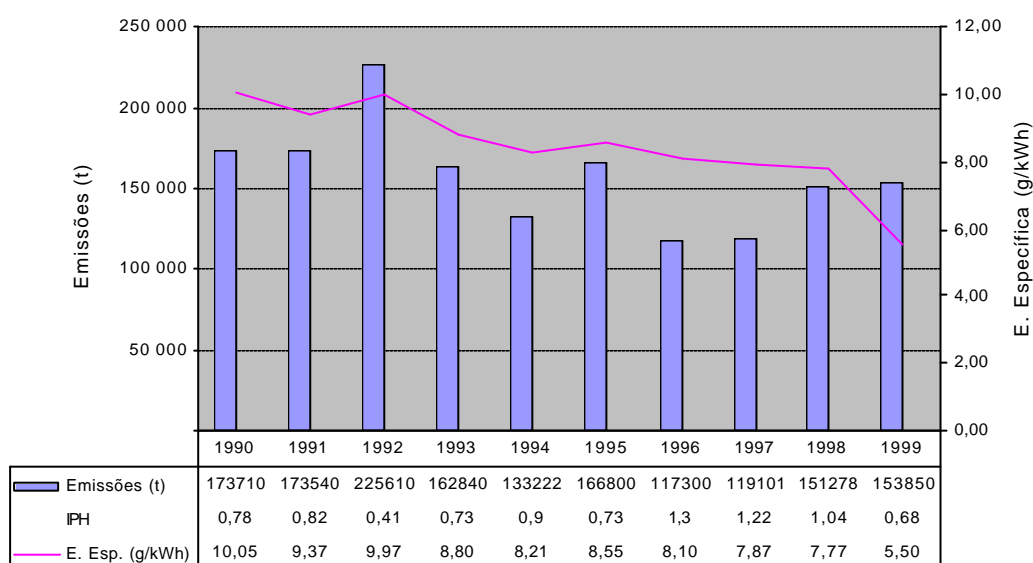
⁵ Produção que pode ser fornecida à rede, depois de descontados os consumos nos serviços auxiliares da central e das perdas nos transformadores principais (UNIPED, 1991).

⁶ Troca de energia reactiva com a rede.

produtibilidade hidroeléctrica⁷ (IPH). Este índice, embora não representado, para não diminuir a legibilidade do gráfico, está indicado na tabela.

A variação do índice de emissões específicas pode dever-se a alterações nas próprias centrais (introdução de filtros, queimadores de baixo NO_x, etc.) ou a alterações no padrão de produção, com utilização de centrais diferentes. Num ano seco são utilizadas centrais térmicas diferentes das de um ano húmido, mais correctamente, a utilização das centrais é diferente.

Figura 3 – Evolução das emissões totais e específicas de SO₂ das centrais do SEP

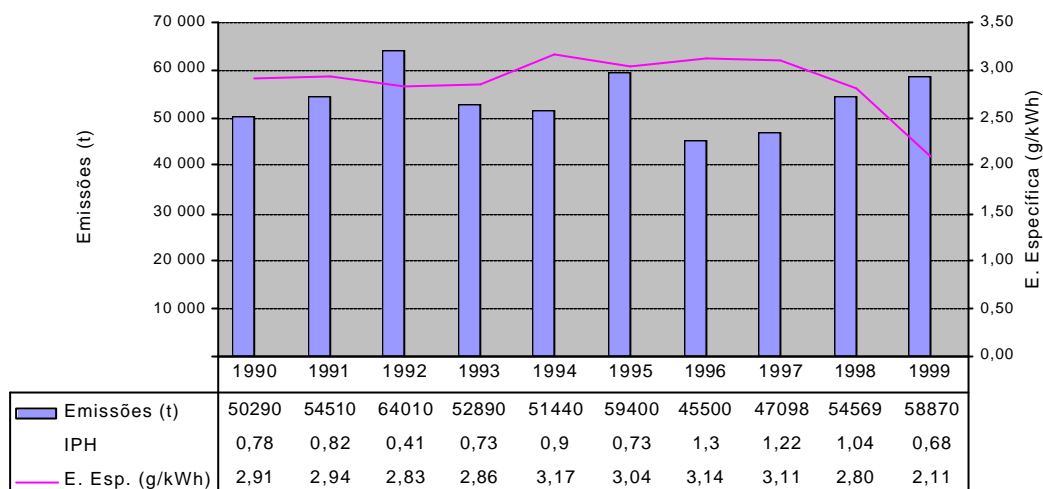


Fonte: DGA, EDP, Tejo Energia, Turbogás

A utilização de combustíveis com menor teor em enxofre, bem como a introdução do gás natural no Carregado (1998) e na Tapada do Outeiro (Turbogas) (1999) conduziu a uma diminuição do índice de emissões específicas de SO₂.

⁷ Quociente entre a produtibilidade (quantidade máxima de energia eléctrica que o conjunto das aflúncias corrigidas permitiriam produzir nas condições mais favoráveis) e a produtibilidade média (produtibilidade média num intervalo de tempo superior a 10 anos) (UNIPED, 1991).

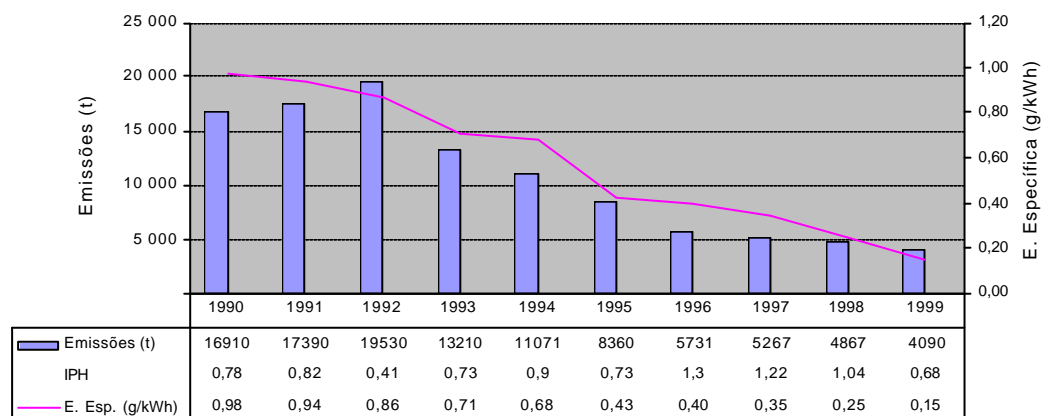
Figura 4 - Evolução das emissões totais e específicas de NO_x das centrais do SEP



Fonte: DGA, EDP, Tejo Energia, Turbogás

A diminuição do índice de emissões específicas de NO_x nos últimos anos deve-se, essencialmente, à instalação de queimadores de baixo NO_x em alguns grupos.

Figura 5 - Evolução das emissões totais e específicas de partículas das centrais do SEP

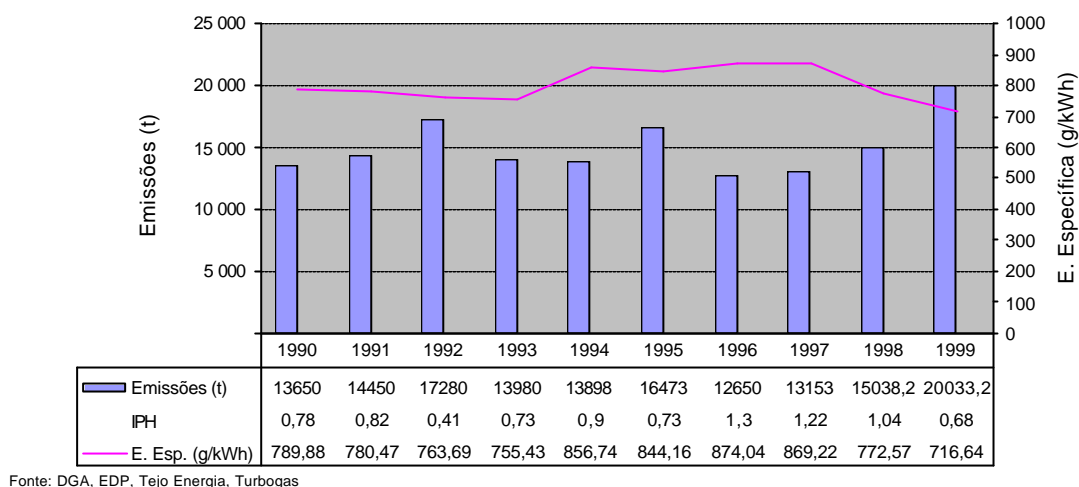


Fonte: DGA, EDP, Tejo Energia, Turbogás

O controlo de emissões de partículas pode ser efectuado instalando precipitadores electrostáticos ou filtros. A instalação de precipitadores electrostáticos na maioria das centrais tem permitido diminuir significativamente o índice de emissões específicas⁸.

⁸ Nos precipitadores electrostáticos instalados em centrais da CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A. a fracção do peso total de partículas emitidas retida é, em qualquer caso, superior a 99% (EDP, 1999).

Figura 6 - Evolução das emissões totais e específicas de CO₂ das centrais do SEP



As emissões de CO₂ dependem essencialmente do tipo de combustível utilizado. Não é ainda economicamente viável a utilização de dispositivos de fim-de-linha⁹ (Watson *et al*, 1996). A evolução do índice de emissões específicas depende essencialmente do “padrão” de produção utilizado no ano. Com a introdução do gás natural verifica-se uma melhoria neste índice nos últimos dois anos.

Embora normalmente menos explicitados, os impactes ambientais associados à produção hidroeléctrica não são desprezáveis. Um dos principais impactes é a ocupação de espaço, ou seja, a destruição do todo o ecossistema que fica submerso, impacte ambiental irreversível. A área correspondente ao espelho de água dos aproveitamentos hidroeléctricos do SEP é de 21 855 ha, a que corresponde uma ocupação média de 1,9 ha/GWh (Antunes *et al*, 2000).

No que respeita às actividades de transporte e distribuição, destaca-se o seguinte:

- Área total de espaço sujeito a restrições de uso (corredores das linhas, etc.): 28 770 ha (Antunes *et al*, 2000);

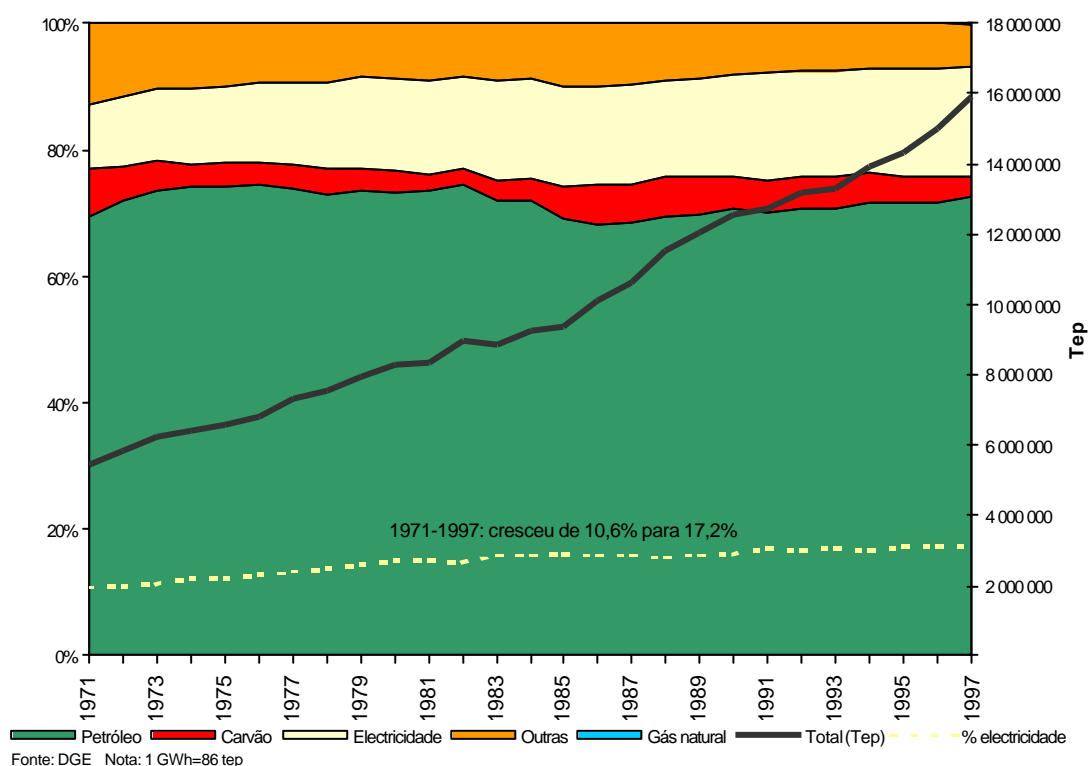
⁹ Em Watson *et al* (1996) encontram-se alguns números relativos a esta questão, dos quais se destacam: remoção de 87% do CO₂ dos gases de combustão numa central de carvão, com eficiência de 40%, reduz a eficiência para 30% e aumenta o custo de produção em cerca de 80%; a remoção de 82% do CO₂ dos gases de combustão numa central de ciclo combinado com eficiência de 52% reduz a eficiência para 42% e aumenta o custo de produção em cerca de 50%.

- Em Março de 1997 a rede de transporte tinha instalado nos seus postes 433 plataformas de nidificação e 140 dispositivos dissuasores (EDP, 1999). Desde então foram instalados pela REN cerca de 1500 dispositivos dissuasores em cerca de duas dezenas de vãos (Antunes *et al*, 2000);
- Cerca de 80% dos postes de betão postos fora de serviço estão a ser armazenados e serão objecto de um programa de eliminação/valorização (Antunes *et al*, 2000);
- A REN pretende obter em breve a certificação do seu sistema de gestão ambiental pela Norma ISO 14001.

2.3. Utilização de energia eléctrica em Portugal

A energia eléctrica tem vindo a ganhar peso na estrutura do consumo final de energia em Portugal, tal como se observa no gráfico seguinte¹⁰. O aumento do consumo dos sectores dos serviços e doméstico é uma das justificações para este efeito.

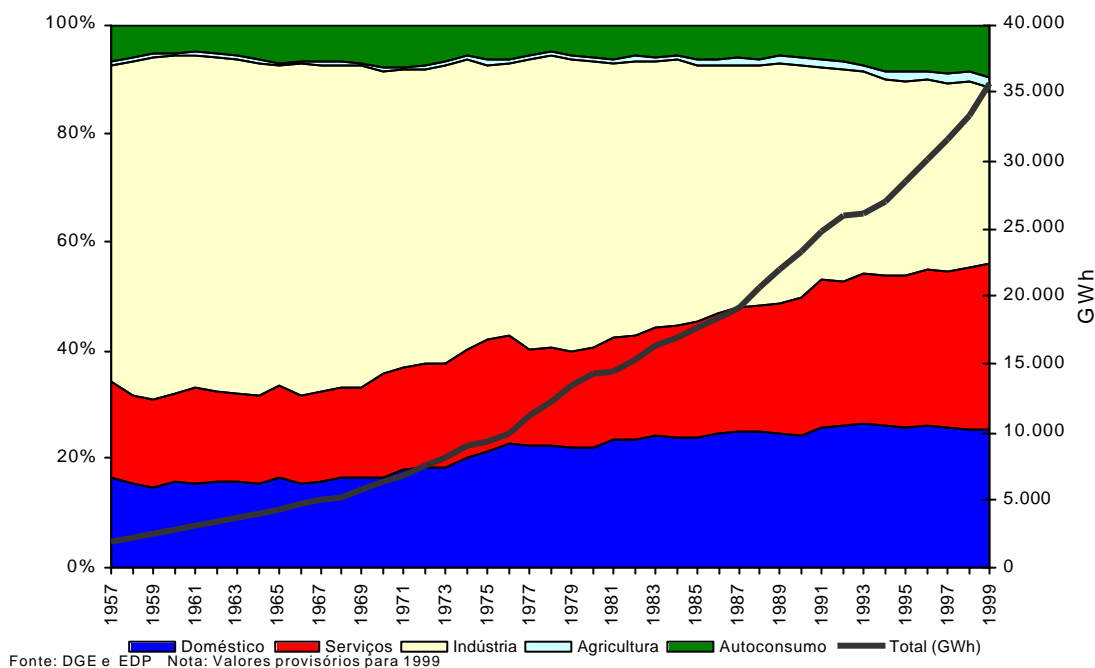
Figura 7 – Evolução do consumo final de energia em Portugal, por forma de energia



¹⁰ Uma vez que se está a analisar em termos de consumo final, considerou-se o equivalente para a electricidade 1 GWh=86 Tep.

Analisando somente o consumo de energia eléctrica, verifica-se que há uma alteração na estrutura dos consumos, diminuindo o sector industrial e aumentando os sectores dos serviços e doméstico. Este facto deve-se, nomeadamente, ao aumento da taxa de posse de electrodomésticos e à utilização de equipamento de refrigeração ambiente nos serviços.

Figura 8 – Evolução do consumo de energia eléctrica, por sector (1957-1999)



No que respeita a eficiência energética, medida em energia primária por unidade de produto interno bruto (intensidade energética), CEEETA et al (2001a) considera que Portugal, juntamente com a Bélgica e a Grécia, apresenta a menor eficiência energética dos países da UE.

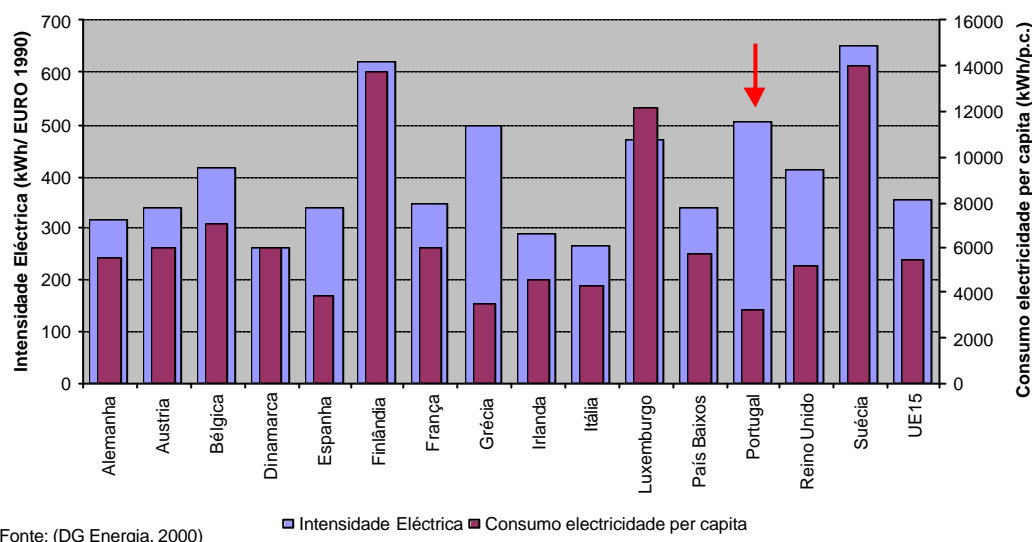
A intensidade eléctrica representa a energia eléctrica necessária para cada unidade do produto interno bruto. É um indicador utilizado frequentemente para avaliar a eficiência da utilização da energia eléctrica. Como qualquer indicador, deve ser utilizado com a devida ponderação. Na realidade, não considera diversos efeitos, nomeadamente diferenças climáticas (Portugal tem menores necessidades energéticas para climatização do que um país nórdico) e a estrutura do PIB¹¹.

¹¹ As recentes cheias em Portugal farão aumentar a despesa, pelo que, se tudo o resto se mantiver constante, o PIB aumentará e a intensidade eléctrica diminuirá, não se podendo dizer que a eficiência

No gráfico seguinte, tendo como objectivo efectuar uma comparação da eficiência eléctrica na União Europeia, apresentam-se as intensidades eléctricas para cada país. Esta comparação pode efectuar-se recorrendo a duas metodologias: taxas de câmbio e paridade do poder de compra. Ambas apresentam vantagens e desvantagens, tendo-se optado pela taxa de câmbio.

No mesmo gráfico apresenta-se ainda o consumo de energia eléctrica *per capita*. Este indicador pode dar uma noção do potencial de crescimento futuro.

Figura 9 - Intensidade eléctrica e consumo *per capita* nos países da União Europeia (1997)



Da análise do gráfico, pode concluir-se:

- Portugal é dos países que apresenta uma intensidade eléctrica mais elevada, a par da Grécia, só inferior a países como a Finlândia e a Suécia¹².

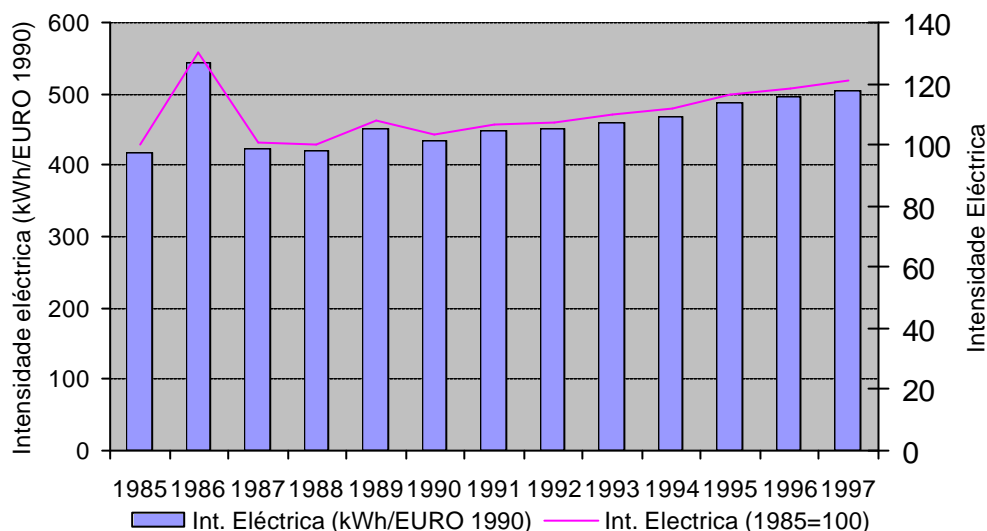
tenha melhorado. Este exemplo ilustra a limitação deste indicador. Por outro lado, o problema também está no denominador, ou seja, não se trata somente de utilizar mal a energia, mas também de um problema de produtividade, ou seja, de para um determinado consumo, produzir pouca riqueza. A solução passa também por alterar a estrutura da indústria, aumentar as qualificações, etc.

¹² Nos países nórdicos a electricidade é muito utilizada, nomeadamente porque têm uma contribuição hidroeléctrica elevada.

- O consumo *per capita* em Portugal é o mais baixo da Europa, a par da Grécia, o que pode indicar que as actuais elevadas taxas de crescimento (na ordem dos 5% ao ano) se poderão manter nos próximos anos.

No gráfico seguinte pode analisar-se a evolução da intensidade eléctrica em Portugal, sendo de assinalar o crescimento de cerca de 20% em 12 anos.

Figura 10 - Evolução da intensidade eléctrica em Portugal (1985-1997)



Fonte: (DG Energia, 2000)

2.4. Classes de medidas para melhorar o desempenho ambiental do sector eléctrico

A necessidade de implementar medidas com vista à redução dos impactes ambientais está já justificada pelo exposto nos pontos anteriores. Dias de Deus (2001) afirma que o argumento ambiental é o argumento chave na escolha de soluções para o sector energético.

Podem ser implementadas diversas medidas para melhoria do desempenho ambiental do sector eléctrico. Na indústria portuguesa prepondera uma estratégia de fim de linha (Canas *et al*, 2000), não sendo o sector eléctrico uma excepção. Por norma, o resultado de uma medida ou actuação é mais eficiente (melhores resultados a menor custo) se for aplicada mais perto da origem do problema, ou da fonte geradora do impacte, aplicando-se assim o princípio de prevenção/redução na fonte¹³. Deste modo,

¹³ Presente na política europeia, com expressão no Tratado de Maastricht (Canotilho *et al*, 1998)

apresentam-se de seguida um conjunto de medidas, começando pelas mais a “montante”, mais próximas do problema:

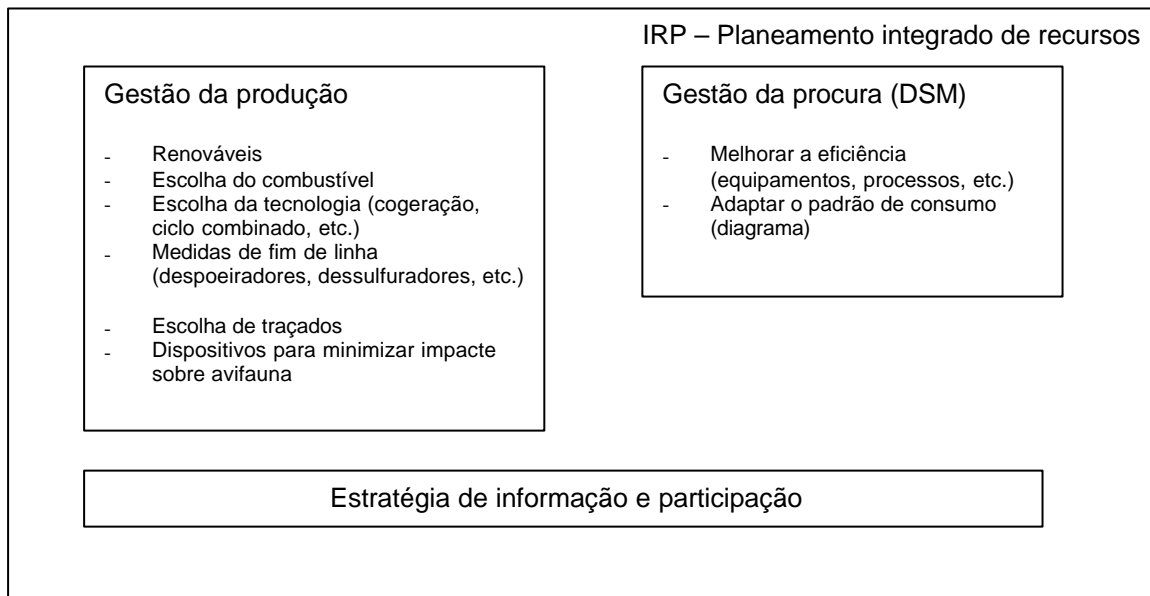
- O planeamento integrado de recursos (IRP) combina as medidas de gestão da procura (DSM) e de gestão da produção de modo a que as necessidades energéticas possam ser satisfeitas ao mínimo custo, incluindo custos ambientais e sociais (Jannuzzi *et al*, 1997). Permite que a escolha entre medidas de DSM e as formas/vectores de energia seja feita de modo a minimizar impactes ambientais;
- As políticas de gestão da procura (DSM) têm como objectivo incentivar medidas que permitam diminuir o nível de consumo ou alterar o respectivo padrão (diagrama de carga). Este tema será objecto de detalhe mais adiante no trabalho;
- Dentro das medidas de gestão da produção, destaca-se a escolha do tipo de produção (combustível, tecnologia) de modo a minimizar o impacte ambiental. Neste âmbito, enquadra-se a escolha de combustíveis menos intensivos em carbono (sendo disso exemplo o gás natural), “combustíveis” renováveis e a selecção de tecnologias com rendimentos superiores (cogeração e ciclo combinado);
- As medidas de “fim de linha” caracterizam-se por serem técnicas ou tecnologias aplicadas num processo com objectivo de minimizar os impactes ambientais. São exemplos os despoeiradores, precipitadores electrostáticos, queimadores de baixo NO_x, dessulfuradores, etc. (Costa, 1999);
- Relativamente às actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica, também é possível agrupá-las nesta mesma lógica. Relativamente às linhas e cabos, a medida mais a “montante” passa pela correcta escolha de traçados (minimizando os impactes ambientais). Depois de estabelecidas as linhas, podem ser instalados dispositivos minimizadores do impacte sobre a avifauna (bóias, apoios para ninhos, etc.). No que respeita à gestão dos resíduos resultantes destas actividades, aplica-se a política dos 3 R: redução, reutilização e reciclagem, devendo ser respeitada a ordem. A redução pode ser entendida como redução da quantidade, bem como da perigosidade.

A significância de algumas classes de impactes ambientais depende da forma como a população reage ao elemento estranho. O efeito NIMBY¹⁴ é um sintoma muito actual.

¹⁴ “Not in my back yard”.

Um dos modos de minimizar este efeito é a adopção de uma postura que favoreça a informação aos cidadãos de forma a incentivar a sua participação em matérias de decisão.

Figura 11 – Actuações para melhor o desempenho ambiental do sector eléctrico



3. AMBIENTE, LIBERALIZAÇÃO E REGULAÇÃO ECONÓMICA DO SECTOR ELÉCTRICO

A teoria da regulação económica aponta um conjunto de situações que justificam a regulação de um sector, permitindo responder à questão, porquê regular? São essencialmente de três tipos as falhas de mercado: assimetria de informação, externalidades e poder de monopólio (Santos, 1995). Perante alguma destas falhas de mercado pode haver racionalidade económica para se proceder à regulação económica de um sector.

Se, na grande maioria das situações, não existem mercados perfeitos, ou seja, onde a “mão invisível” de Adam Smith actuaria, o regulador propõem-se substituir a “mão invisível” (Santos, 1995), minimizando os efeitos das falhas de mercado acima referidas.

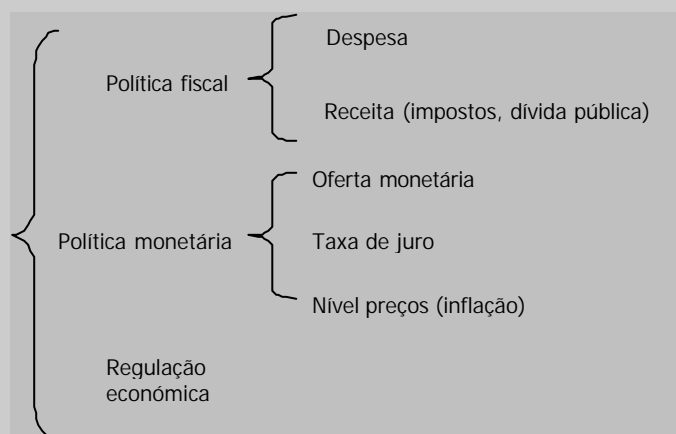
Caixa 2 - Formas de intervenção económica numa economia mista

Para além da regulação económica, podem ainda ser consideradas as seguintes formas de intervenção: política fiscal e política monetária.

Na política fiscal, o Governo, na elaboração do Orçamento de Estado, define as receitas (impostos e endividamento público) e a despesa (corrente e de investimento).

A política monetária na UE é actualmente controlada pelo Banco Central Europeu, não podendo o Governo de um Estado-membro optar por controlar a moeda em circulação, valorizar ou desvalorizar a moeda ou fixar a taxa de juro.

Esquemáticamente:



Fonte: adaptado de (Santos, 2000)

A regulação pode ter um âmbito mais amplo do que a regulação económica, cuja racionalidade acima se discutiu. Neste âmbito mais vasto incluem-se questões sociais e ambientais (Sanz, 1995). Não querendo isto significar que a regulação económica, ou seja, num sentido mais estrito, não deva ter em consideração questões sociais ou ambientais.

Como se verificou no capítulo 2, o sector eléctrico é rico em externalidades, ou seja, da relação entre um fornecedor de energia eléctrica e um cliente resultam efeitos sobre outros agentes¹⁵. Quem deve intervir no sector eléctrico e ter em conta as questões ambientais?

Não sendo objectivo deste trabalho procurar resposta para esta questão, pode constatar-se que, na maioria dos casos, a regulação das questões ambientais está a cargo de autoridades que intervêm em diversos sectores (electricidade, indústria, etc.). A horizontalidade das questões ambientais dificulta uma regulação ambiental efectuada por sectores. Assim, torna-se necessário a existência de uma entidade responsável pela coordenação das acções nos diversos sectores. No entanto, essa mesma horizontalidade justifica a, já referida, necessidade de incorporar as questões ambientais nos outros sectores. Sintetizando, embora a regulação global das questões ambientais seja normalmente feita por uma entidade específica, que efectua uma regulação num sentido mais amplo, conforme discutido acima, os responsáveis de cada sector devem ter em consideração os efeitos sobre o ambiente a diversos níveis, nomeadamente na definição de políticas e estratégias de actuação. O sector eléctrico não constitui uma excepção.

Pode então colocar-se outra questão, como pode ou deve actuar o regulador do sector eléctrico?

3.1. Actuação do regulador do sector eléctrico

A actuação do regulador relativamente às questões ambientais tem duas faces:

- Ter em consideração as restrições ambientais impostas ao próprio sector. São exemplo as restrições impostas à produção de energia eléctrica (limites de emissões,

¹⁵ Em Stiglitz (2000) diz-se que há uma externalidade quando da acção de um indivíduo ou empresa resulta um efeito sobre outro indivíduo ou empresa a qual não paga ou não recebe por esse efeito. Como consequência resulta uma sobreprodução dos bens que geram externalidades negativas e uma subprodução dos bens que geram externalidades positivas.

regras de gestão das albufeiras, etc.) e ao transporte e distribuição (traçados de linhas, utilização de medidas de minimização do impacto ambiental, etc.). Estas restrições conduzem a determinadas práticas de exploração (por exemplo, no despacho dos centros electroprodutores) e têm, normalmente, custos que o regulador pode ter de incorporar nas tarifas;

- Introduzir na sua regulação económica preocupações ambientais, dando sinais económicos aos agentes que induzam comportamentos no sentido da melhoria do desempenho ambiental do sector, nomeadamente a implementação das medidas indicadas em 2.4.

Em Portugal, a regulação é feita pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) e, em determinados temas (mais técnicos ou relativos à produção em regime especial), pela Direcção Geral de Energia (DGE). A actuação acima referida aplica-se a ambas as instituições.

O CEER – Conselho de Reguladores Europeus de Energia¹⁶ tem um grupo de trabalho dedicado a questões ambientais, cujo trabalho se tem centrado nas seguintes áreas: ambiente e fiscalidade, DSM e apoio a energias renováveis. Neste grupo participam representantes da Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Irlanda, Irlanda do Norte, Inglaterra, Itália e Portugal, tendo havido ainda alguma colaboração de representantes da Holanda e Suécia.

A actuação do regulador do sector energético em matéria ambiental deve ser exercida em cooperação e coordenação com a “entidade reguladora ambiental”, de modo a evitar desarticulação de acções (Oliveira, 2001).

3.2. Liberalização e ambiente

A liberalização de um mercado conduz a alterações no comportamento dos agentes, o que tem consequências ambientais. Nos pontos seguintes pretendem-se identificar algumas das consequências resultantes da liberalização do sector eléctrico que possam

¹⁶ Criado em 7 de Março de 2000, o CEER agrupa as entidades reguladoras do sector energético (gás/electricidade) europeias. De entre os objectivos do CEER destaca-se a promoção dos mercados de gás e electricidade, a cooperação e troca de informações entre os seus membros, estabelecendo-se fóruns de discussão, e a contribuição para a definição de políticas comuns.

influenciar o desempenho ambiental do sector. Parece ser interessante, antes de analisar as consequências, procurar precisar melhor o conceito de “liberalização”.

Não é simples encontrar uma definição para liberalização, aparecendo frequentemente associado ao conceito de desintervenção do Estado em sectores de serviço público¹⁷. A liberalização é mais um dos mecanismos de desintervenção do Estado, tal como a privatização, a concessão, a credenciação ou a contratação de serviços a entidades privadas (Marques e Moreira, 1998). Deste modo, pode existir desintervenção do Estado sem que haja liberalização, sendo disso exemplo uma empresa monopolista privada onde a liberalização é reduzida¹⁸ ou inexistente.

O conceito de liberalização aparece associado à acção que pretende retirar a força a um monopólio ou a eliminar barreiras artificiais (Ministério das Finanças, 1999), reduzindo o monopólio ao essencial (à sua parte natural). Parece ser esta uma “definição” interessante, em especial para o sector eléctrico.

Associado ao conceito de liberalização surge também o conceito de concorrência. Pode dizer-se que existindo liberalização há condições para que surja concorrência. No entanto, podem existir mercados completamente liberalizados em que a concorrência é muito baixa. A liberalização é uma condição necessária à concorrência, mas não suficiente.

3.2.1 ALTERAÇÕES NA ESTRUTURA DO SECTOR

A busca de uma liberalização crescente tem levado a que os governos ou os reguladores intervenham no mercado, tendo vindo a ser adoptadas novas estruturas de mercado. Da tradicional estrutura de monopólio verticalmente integrado, tem-se progressivamente passado a uma estrutura organizada por actividade: produção, transporte, distribuição e comercialização. No Reino Unido existe ainda destacada a actividade de leitura do equipamento de medição. Em Portugal, apesar da existência do Grupo EDP, esta

¹⁷ Não é do âmbito deste trabalho discutir o que são sectores de serviço público, tema que seria suficiente para outro trabalho. Normalmente este conceito aparece associado a sectores que tradicionalmente foram detidos pelo Estado em regime de monopólio, tais como o abastecimento de água, saneamento, electricidade, telefone fixo, etc.

¹⁸ Pode ter existido algum grau de liberalização consoante o método utilizado na venda da empresa, anteriormente do Estado, a investidores privados.

separação já se faz sentir, com a existência de mais operadores na produção que não pertencem ao Grupo EDP, bem como pela separação da REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A. do universo EDP. Por outro lado, aguarda-se que numa próxima revisão legislativa seja introduzida a figura de comercializador¹⁹.

A alteração de estrutura tem como consequência uma alteração de comportamento nos agentes. Se no monopólio verticalmente integrado os interesses dentro da empresa nem sempre convergiam, com esta alteração, os interesses deixam de ser comuns, tendo cada actividade interesses próprios. Esta mudança deve ser seguida pelos agentes reguladores ou políticos, cuja actuação deve ter em conta este novo comportamento. Também nas questões ambientais, estes novos comportamentos têm consequências, como se verá adiante.

3.2.2 COMPORTAMENTO DO ESTADO/REGULADOR

A alteração de estrutura acima descrita tem sido acompanhada por uma alteração na propriedade das empresas. Frequentemente, e na Europa, os monopólios verticalmente integrados pertenciam ao Estado (no todo ou numa parcela maioritária), desempenhando o Estado o papel de principal accionista e de regulador. O Estado aparecia não só como regulador do sector eléctrico, mas também como regulador de outras temáticas, nomeadamente as ambientais. Tratam-se de papeis que, em muitos campos, são contraditórios. As competências de fiscalização são exemplo flagrante desta contradição.

Com a desagregação dos monopólios ocorreram frequentemente privatizações, tendo o Estado deixado de ser o accionista maioritário, podendo exercer com mais independência o seu papel de regulador, nomeadamente no que se refere a questões de fiscalização (Eikeland, 1998). O Department of Trade and Industry (2000) considera que, no Reino Unido, a criação de reguladores fortes e independentes tem sido um sinal de que o Governo tem tomado em consideração, de modo sério, as questões ambientais.

¹⁹ Apesar de não existir esta figura na legislação nacional, com a atribuição dos primeiros estatutos de clientes não vinculados, têm actuado no Sistema Eléctrico não vinculado (SENV) algumas empresas que desempenham funções normalmente atribuídas aos comercializadores.

3.2.3 COMPORTAMENTO DAS EMPRESAS

Com a liberalização do mercado, as empresas passam a ter interesses e comportamentos distintos, conforme a sua actividade. Nas actividades de rede (transporte e distribuição) o negócio mantém uma estrutura monopolista, uma vez que a existência de uma rede justifica a existência de monopólios naturais. Na actividade de produção e comercialização há condições para que ocorra concorrência entre os agentes.

Deste modo, as empresas, ou por pressão da concorrência ou por pressão do regulador (nos negócios monopolistas), tendem a procurar o preço mais baixo e, muito frequentemente, o lucro mais imediato. Adoptam uma visão mais empresarial, esquecendo algumas funções que anteriormente desempenhavam. Talvez se possa dizer que passam a ter uma visão de mais curto prazo. Na realidade, e pensando nas empresas monopolistas, a função objectivo de um monopolista estatal não é igual à de uma monopolista privado. No segundo caso, o objectivo é maximizar o lucro, ao passo que no primeiro seria maximizar o bem estar geral. No monopólio estatal havia algum lugar a práticas voluntárias na protecção do ambiente (como ocorreu em diversos países, nomeadamente Portugal). Numa época em que a liberalização permite a escolha do fornecedor, as atitudes voluntárias assumem riscos superiores e tendem a ser menos frequentes. Por outro lado, e uma vez que existem negócios monopolistas, as atitudes voluntárias tendem a concentrar-se nestes, diminuindo o risco.

A maior agressividade das empresas tende a colocar o foco do negócio mais perto do cliente, o que em termos ambientais pode ser vantajoso. Se os clientes valorizarem o “verde” as empresas tendem a “esverdear-se” para fidelizar os seus cliente. Há uma diferenciação do produto, no sentido de um melhor desempenho ambiental, como se verá no ponto seguinte.

Mantendo-nos ainda na oferta tradicional, a liberalização de mercado tende a permitir a entrada de novos agentes, nomeadamente na produção e comercialização. Na produção, os novos operadores podem introduzir novas tecnologias, normalmente mais eficientes, e provavelmente utilizando gás natural, que contribuem para uma melhoria do desempenho do sector (Comissão Europeia, 1999). No Reino Unido, primeiro Estado-Membro da UE a liberalizar os sectores da electricidade e do gás, a média da eficiência de conversão subiu 9,5% entre 1990 e 1998 (Comissão Europeia, 2001a). Até na comercialização, com a introdução de novas tecnologias de comunicação (e-contratação, e-facturação, e-informação,...) se podem poupar recursos.

Também se conhece o reverso da medalha. Algumas das tecnologias tradicionais podem ser abandonadas pela visão de curto prazo já referida em parágrafos anteriores. Será que ainda há alguém disposto em investir numa grande barragem? Os novos projectos tendem a fugir de investimentos cujo retorno é demorado (Eikeland, 1998).

Caixa 3 – Novas tecnologias e energia

Basta pensar-se um pouco e rapidamente se encontram diversas situações em que a utilização da internet permite a redução dos consumos de diversos recursos. Um estudo desenvolvido pelo The Center for Energy and Climate Solutions (Romm *et al*, 1999) sistematiza os efeitos da utilização da internet, dos quais se destacam:

- Desmaterialização – com a internet muitos produtos podem passar a ter uma existência virtual, denominada no estudo como e-materialização. É fácil encontrar situações destas, tanto na comercialização ao cliente final, como nas relações comerciais entre empresas. Se um catálogo for distribuído em formato electrónico, num CD, poupa-se o papel, tinta e energia necessária à impressão. Se em vez de um CD for utilizada a internet, podem ainda poupar-se os recursos gastos na distribuição (camião, barco, avião, etc.). De acordo com o mesmo estudo, em 2010, a e-materialização poderá vir a ser responsável por uma redução de 1,5% do consumo energético no sector industrial dos Estados Unidos.
- Redução dos transportes – as deslocações tornam-se menos necessárias. O tele-trabalho e as tele-vendas são exemplos deste facto. Pensemos num supermercado com vendas via internet. Na realidade, é energeticamente mais eficiente a distribuição planeada (como, por exemplo, um trajecto optimizado) do que cada cliente ir individualmente ao supermercado. As vendas via internet permitem que os produtos se tornem energeticamente menos intensivos.
- Edifícios – as vendas via internet são também um bom exemplo da diminuição de recursos conseguida em termos de edifícios. Um supermercado virtual necessita de muito menos área (de venda, de estacionamento, de circulação, etc.), e tem um consumo energético naturalmente inferior.

3.2.4 COMPORTAMENTO DOS CLIENTES

Num meio mais concorrencial, onde os clientes podem escolher o seu fornecedor, há uma certa tendência para que o cliente ganhe mais força na relação comercial e tome

consciência disso, tal como noutros negócios. Assim, as empresas tendem a fornecer o que o cliente pretende (ou pelo menos a convencê-lo de que é aquilo que ele pretende).

Se o cliente pretender electricidade “mais verde” a empresa vai ter de a fornecer, ou corre o risco de um concorrente se antecipar. Se há quem esteja disposto a pagar para ter electricidade “verde”, este bem passa a ter um determinado valor. Se, conjuntamente, existir um conjunto de fornecedores que estão dispostos a fornecer esse bem, há condições para que se crie um mercado. Um dos problemas associados às externalidades é não existir um mercado para elas, que as permita valorizar. A criação deste mercados “verdes”, associada à liberalização do sector, aparece como um dos caminhos promissores para a sua “internalização”.

Resumindo, há espaço a que surjam mercados “verdes”. Claro que este tipo de mercados necessita de ser bem desenhado e regulado, sendo certo que só com organismos que garantam a origem dos produtos, ou seja, a veracidade do “verde”, os clientes estarão dispostos a pagar. A rotulagem e certificação tornam-se fundamentais, tendo o cliente que saber o que compra.

Em contraponto a isto, a liberalização tem conduzido a uma diminuição dos preços, o que pode fazer aumentar a procura. No Reino Unido, de 1990 a 2000, os preços da electricidade para os consumidores industriais diminuíram, em média, cerca de 35% (Comissão Europeia, 2001a)²⁰.

3.3. Síntese

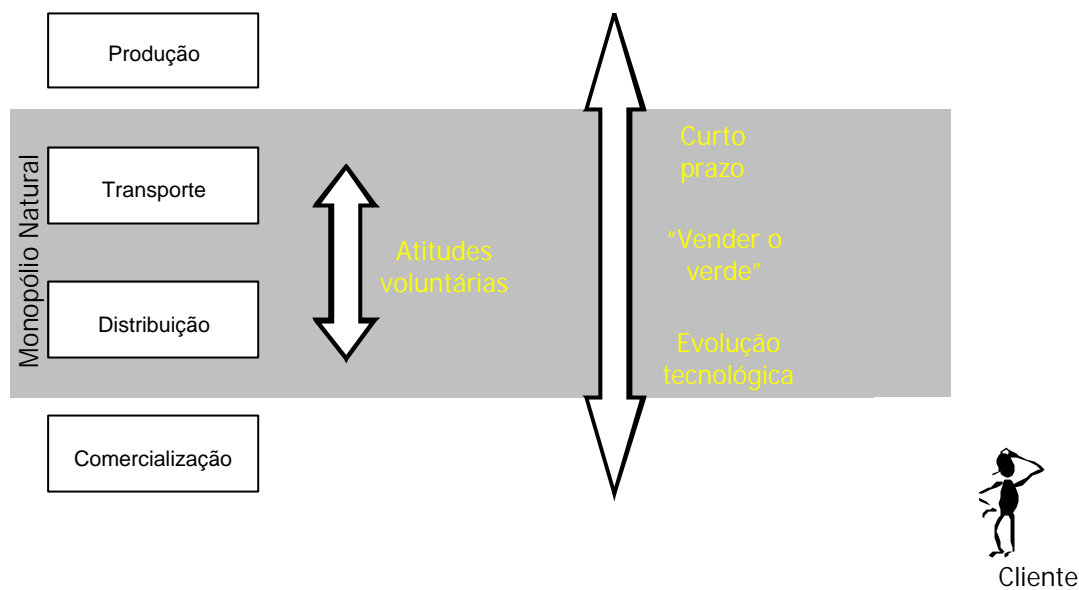
As consequências da liberalização em termos ambientais são ainda difíceis de prever (Heydlauff, 1999). No entanto, é certo que num mercado concorrencial o Estado, ou um regulador, deve desempenhar um papel fundamental na criação de mecanismos que permitam aos agentes “internalizar” as questões ambientais e contribuir para uma maior sensibilização e divulgação da informação.

Por outro lado, a sociedade está hoje mais atenta e receptiva às questões ambientais, pelo que um regulador terá de gerir um conjunto de restrições ambientais.

²⁰ Não deixa de ser interessante verificar que, em Portugal, os preços da electricidade têm vindo a diminuir (em termos reais) desde 1984, muito antes da liberalização (ERSE, 1999a). Qual será o peso da liberalização? A resposta a esta questão só poderá ser dada daqui a uns anos.

No esquema seguinte tenta-se sintetizar as ideias fundamentais:

Figura 12 – Liberalização e ambiente - síntese



4. URE/DSM

Nos capítulos anteriores já se analisaram as “pontes” entre o sector eléctrico e as questões ambientais, bem como o seu enquadramento num mercado mais liberalizado, embora regulado. Neste capítulo entrar-se-á no cerne do trabalho, começando a analisar, mais especificamente, os seguintes temas: utilização racional de energia (URE) e gestão da procura (DSM). Estes conceitos aparecem frequentemente associados, sendo assim conveniente clarificá-los.

A terminologia “utilização racional da energia” é normalmente utilizada indistintamente de “conservação da energia”, termo mais vulgar na literatura anglo-saxónica (“energy conservation”). Diz-se que é feita uma utilização racional de energia quando foram tomadas um conjunto de medidas que permitem reduzir o consumo energético, tais como a redução das necessidades (por exemplo, com a correcta orientação dos edifícios e com a utilização de isolamentos), a utilização de equipamentos mais eficientes ou mesmo a alteração de hábitos²¹ (Jannuzzi *et al*, 1997). Estas medidas podem ser implementadas tanto na procura como na oferta de energia.

Caixa 4 – Conservação de energia

A terminologia “conservação de energia” não é muito adequada em termos físicos. Na realidade, a energia “está conservada”, tal como assegura a primeira lei da termodinâmica. A noção de conservação deve ser associada à disponibilidade da energia, ou seja, à capacidade de produzir trabalho. Na realidade, se se pensar numa utilização pouco eficiente da energia, por exemplo um motor pouco eficiente, a energia de perdas “não se perde”, mas transforma-se noutra forma de energia (essencialmente térmica) cuja disponibilidade é menor, ou seja, a capacidade de produzir trabalho é menor, de acordo com as leis da termodinâmica (Cengel e Boles, 1989)

Tal como foi discutido em 2.4, a gestão da procura (DSM – *demand side management*) é uma opção de planeamento, que conjuntamente com o planeamento da oferta constitui o planeamento integrado de recursos, que pretende incentivar o consumidor a alterar o

²¹ Podem ser dos mais variados, podendo passar por pequenos hábitos caseiros (utilização correcta dos electrodomésticos, etc.) até à alteração de medidas de gestão e controlo de processos industriais.

seu padrão de consumo (amplitude e forma) (Jannuzzi *et al*, 1997), conduzindo a uma utilização mais racional da energia.

Em síntese, as políticas de DSM devem ter como objectivo alterar o padrão de consumo de energia dos consumidores, no sentido de uma utilização mais racional da energia.

O aumento da eficiência na utilização da energia é uma das medidas que pode ser adoptada para uma utilização mais racional da energia e que pode ser incentivada por uma política de DSM, como opção de planeamento energético.

É ainda importante alertar para que, desejavelmente, as políticas de DSM devam ser vistas numa óptica alargada, ou seja, devem ter em conta, pelo menos, o sector energético e não somente o sub-sector eléctrico. Na realidade, podem até ser dados incentivos aos consumidores para que mudem a forma de energia consumida. Vejamos um exemplo: por norma, o aquecimento a gás natural é mais eficiente do que o aquecimento eléctrico²². É então uma correcta política de DSM “conduzir” os consumidores a optarem por aquecedores a gás, aumentando o consumo de gás e diminuindo o de electricidade.

A Comissão Europeia (2000) estima que exista um potencial de poupança energética de 18% na União Europeia. Se se conseguisse reduzir um ponto percentual por ano na intensidade energética, atingir-se-ia uma poupança, em 2010, de dois terços do potencial estimado.

Sobre estes temas deve colocar-se a seguinte questão: porque há necessidade de nos preocuparmos com estas questões?

Para além de as políticas de DSM poderem conduzir a opções de planeamento menos dispendiosas, as principais razões que são alvo deste trabalho são as questões ambientais. A Comissão Europeia considera, na sua comunicação sobre o “Enquadramento comunitário dos auxílios estatais a favor do ambiente” (Comissão Europeia, 2001), que as acções a favor da poupança de energia se incluem na categoria de medidas a favor da defesa do ambiente.

²² Existem algumas tecnologias de aquecimento eléctrico, com acumulação, que permitem deslocar consumos para as horas de vazio. Nestes casos, a comparação, em termos de eficiência, com o aquecimento a gás é já mais difícil. Contudo, excederia o âmbito deste trabalho a análise detalhada desta situação.

4.1. Porquê apoiar medidas de URE e políticas de DSM?

Apesar da própria Comissão Europeia permitir que sejam dados auxílios de estado para a efectivação de políticas de DSM, deve ser colocada a seguinte questão: porque se torna necessário apoiar este tipo de políticas?

Na realidade, uma utilização mais racional da energia leva, na grande maioria das situações, a uma redução da factura energética. Por outro lado, existem diversos estudos que demonstram que os investimentos normalmente efectuados têm tempos de retorno curtos, sendo investimentos com uma boa taxa de rendibilidade. Seria uma decisão economicamente racional a execução destes investimento.

Apesar do exposto, é facto que os investimentos nesta área não são habituais. Nos parágrafos seguintes tentar-se-á apontar algumas das barreiras ao investimento em medidas deste género.

Apesar da dificuldade inerente à classificação ou organização de um conjunto de ideias, optou-se por agrupar o conjunto de dificuldades de implementação de políticas de DSM, seguidamente discutidas, em três classes: informação, comportamento da procura e comportamento da oferta.

4.1.1 INFORMAÇÃO

O desempenho energético é pouco visível na altura de aquisição de um equipamento, ou mesmo de um edifício. Pensando no consumidor doméstico, não parece ser ainda factor determinante de escolha de um electrodoméstico a sua eficiência energética, sendo a escolha essencialmente efectuado tendo em consideração outras características (IEA. 2001). É vulgar que o preço de compra do equipamento seja significativamente mais baixo do que o seu preço de utilização, razão acrescida para que o consumo energético se torne um factor de escolha.

Caixa 5 – Classe A ou classe B?

Na escolha de um electrodoméstico é difícil encontrar dois modelos em que a única diferença seja a eficiência energética, o que dificulta a comparação. No entanto, parece poder concluir-se que, na generalidade dos casos, a escolha por um modelo de classe A, quando comparado com um de classe B, ainda representa um acréscimo de preço considerável. De seguida, apresenta-se um exemplo de comparação de dois modelos de arcas frigoríficas horizontais.

Em Siemens (2001) podem encontrar-se dois modelos de arcas congeladoras horizontais, com as seguintes características:

Modelo	Classe	Volume	Consumo anual (kWh)	PRVP (PTE)
OKO Plus GT33S03	A	312	259	134 900
Confort Plus GT31K04	B	284	336	109 900

As restantes características parecem semelhantes em ambos os modelos. Para eliminar a variação resultante do volume, optou-se por utilizar valores unitários por litro, naturalmente uma aproximação.

Modelo	Consumo litro (kWh/l)	Preço/ litro (PTE/l)
OKO Plus GT 33S03	0,83	432,4
Confort Plus GT 31K04	1,18	387,0

Considerando o preço do kWh na BT (tarifa simples) em 2001, 17,9 PTE/kWh, conclui-se que seriam necessários cerca de 7 anos para amortizar o investimento feito em eficiência energética (taxa de actualização de 5%). Se considerarmos que o principal “negócio” de quem compra uma arca congeladora deste género não é o negócio do frio, bem como o facto de ter de pagar “à cabeça” mais cerca de vinte cinco mil escudos (+23%), a escolha pelo modelo de classe A não parece muito interessante. Esta conclusão é ampliada quando um consumidor está a comprar diversos electrodomésticos, situação vulgar quando se equipa uma habitação.

Numa sociedade mais imediatista, em que tudo muda a um ritmo elevado, há alguma tendência a adoptar visões de curto prazo, tal como discutido em 3.2.3. Muitas vezes as informações disponíveis para o consumidor também são informações de curto prazo.

4.1.2 COMPORTAMENTO DA PROCURA

Numa empresa, a decisão de implementar medidas de URE depende significativamente da própria cultura de gestão da empresa e da sua estrutura, factores que não são considerados nos modelos micro-económicos tradicionais (Howarth *et al*, 2000)

Os interesses dentro de uma empresa não são todos os mesmos, não estão alinhados. Este “desalinhamento” pode levar a que, não sendo a eficiência energética o negócio principal da empresa, o gestor de topo ou o accionista não aprovelem o investimento em melhoria da eficiência energética proposto, por exemplo, pela área de manutenção. Sendo o capital um recurso escasso, torna-se mais difícil justificar investimentos fora do negócio principal. Este tipo de entrave financeiro, também presente no sector doméstico, costuma resumir-se às questões dos prazos de reembolso ou tempos de retorno dos investimentos. Na procura, os tempos de retorno exigidos são muito curtos quando comparados com os exigidos pela oferta (Comissão Europeia 2000). A isto não é alheio a capacidade de encontrar melhores formas de financiamento por parte da oferta.

Exemplos deste “desalinhamento” podem ocorrer entre departamentos da mesma empresa. Imagine-se uma fábrica em que um departamento é responsável pela manutenção das instalações (incluindo a iluminação), estando os aprovisionamentos (incluindo electricidade) a cargo de outro departamento. Que incentivo tem o chefe do primeiro departamento em efectuar um investimento em iluminação mais eficiente se vê o seu orçamento anual aumentar e, para agravante, vê o orçamento do departamento de aprovisionamentos diminuir? (Howarth *et al*, 2000). Só com um gestor informado é possível resolver estas situações. Este problema é também conhecido por “tenant-landlord” (IEA, 2001), ou seja senhorio-arrendatário. Como pode um inquilino de uma casa convencer o senhorio a mudar a caixilharia se quem paga a factura energética é o próprio inquilino?

Já se referiu a dificuldade inerente ao investimento em URE não se tratar do negócio principal das actividades em que são aplicados. Por outro lado, a factura energética não é muito significativa na factura total da maioria das actividades. De acordo com Godinho e Boucinha (1998), as despesas das famílias em energia eléctrica na maioria dos países da UE variaram, em 1988, entre cerca de 1,5 e 3%, apresentando Portugal

dos valores mais elevados²³. Relativamente à indústria, o peso da factura de electricidade relativamente aos consumos intermédios da indústria é, em Portugal, de cerca de 3%²⁴.

Frequentemente quem projecta uma máquina, uma instalação industrial ou um edifício, não é a mesma pessoa que vai operar ou utilizar a máquina ou instalação. O sector dos edifícios talvez seja um dos melhores exemplos, onde o utilizador poucas vezes coincide com o projectista. O projectista tende a escolher soluções mais vulgares e nem sempre mais as mais eficientes²⁵.

Também é por vezes apontado como entrave às medidas de utilização racional de energia, nomeadamente a utilização de equipamentos mais eficientes, a necessidade de pessoal técnico mais qualificado e do aumento de custos de manutenção (IEA, 2001).

4.1.3 COMPORTAMENTO DA OFERTA

As tarifas e preços praticados pela oferta não incluem, na maioria das situações, todos os custos inerentes à oferta, nomeadamente custos ambientais (externalidades). Estas tarifas podem ser estabelecidas pela própria oferta (empresas) ou por entidades reguladoras. Tendo por hipótese que uma política de DSM apresenta impactes ambientais menores do que a correspondente, no sentido de satisfazer as mesmas necessidades, política de planeamento da oferta, poder-se-á dizer que a oferta pratica “dumping” ambiental face à procura.

²³ O nível de despesa global das famílias portuguesas encontra-se abaixo da maioria dos outros países, pelo que, sendo a electricidade um bem de primeira necessidade, não é de estranhar que em proporção esta surja com um valor mais elevado (Godinho e Boucinha, 1998).

²⁴ Recorrendo à matriz input/output publicada pelo INE é possível calcular os consumos intermédios do sector industrial. Uma vez que nesta mesma matriz não é possível distinguir o sectores da electricidade, gás e água, optou-se por calcular os custos com a electricidade no sector industrial multiplicando o consumo industrial pelo preço médio da indústria. Naturalmente que é necessário admitir um conjunto de hipóteses para determinação do consumo e do preço médio (que só é conhecido por nível de tensão).

²⁵ A amenidade do clima nacional não é um incentivo à escolha de soluções energeticamente mais eficientes. Em locais onde o clima é mais rigoroso, tal como no Norte da Europa, a questão do isolamento energético ganha maior importância. Na verdade, trata-se de uma situação semelhante à de outros sectores onde o peso da factura energética não é muito significativa.

Por outro lado, as tarifas nem sempre traduzem directamente os custos. Existem situações em que o estabelecimento das tarifas elimina alguns dos sinais que, sendo dados aos consumidores, favoreceriam medidas de URE (Jannuzzi *et al*, 1997).

Por último, e possivelmente o mais importante, está o objectivo principal de uma empresa do lado da oferta, tal como uma empresa fornecedora de electricidade (distribuidor/comercializador). Como pedir a uma empresa fornecedora de electricidade que incentive ou invista em políticas de DSM? Tem vindo a suceder o contrário. A concorrência ao nível da oferta tem pressionado as empresas a venderem mais energia, em vez de se centrarem nas alternativas menos dispendiosas para fornecer um serviço específico (Parlamento Europeu, 2000). São conhecidas campanhas publicitárias praticadas pela EDP – Distribuição Energia, S.A (EDP, 2000) e pela Lisboaagas, S.A. que foram consideradas, por diversos sectores da sociedade, como incentivadoras ao consumo.

4.2. Outras vantagens das políticas de DSM

Neste trabalho as questões ambientais são, como já se referiu, a principal justificação apontada para se incentivarem políticas de DSM. No entanto, estas políticas podem trazer um conjunto de vantagens a outros agentes do sector energético, sumariamente analisadas nos parágrafos seguintes. Numa análise deste género convém sempre responder à questão: vantagem para quem?

Os investimentos no sector energético são, na maioria dos casos, caracterizados por indivisibilidades. Na realidade, e porque existem economias de escala significativas, os investimentos são feitos em “bloco”, tornando difícil o ajuste entre a procura e a oferta. Este facto leva a que existam frequentemente sobrecapacidades temporárias²⁶. As políticas de DSM provocam alterações no padrão de consumo que podem permitir evitar ou atrasar o investimento em nova capacidade. Esta característica deve ser tida em consideração por quem efectua um planeamento centralizado.

²⁶ No sector eléctrico, a existência de redes interligadas permitem diminuir as sobrecapacidades, sendo a sobrecapacidade utilizável por toda a rede.

Um dos objectivos da política energética portuguesa é a redução da dependência exterior do País em termos energéticos. O potencial de redução de consumos, ou crescimento a um ritmo menor, é um potencial endógeno a ser aproveitado.

As empresas fornecedoras de energia podem oferecer consultoria na área da URE aos seus clientes, podendo este serviço adicional ser utilizado para fidelizar o cliente. Após alguma “euforia” resultante da liberalização em que os preços tendem a baixar, a concorrência entre empresas far-se-á não tanto pelo preço, mas essencialmente pela diferenciação do produto.

Os países em vias de desenvolvimento têm níveis de consumos energéticos muito baixos²⁷. É expectável que a médio ou longo prazo estes países vejam o seu nível de consumo aumentar, o que agravará significativamente as questões ambientais relacionadas com o sector energético. As políticas de DSM aplicadas nos países desenvolvidos podem servir de exemplo aos países em vias de desenvolvimento. Em Parlamento Europeu (2000) sugere-se que os empréstimos monetários efectuados a países em vias de desenvolvimento tenham como um dos critérios de avaliação o desempenho ambiental do projecto, onde se podem incorporar medidas de URE.

4.3. Incentivos a políticas de DSM

No ponto 4.1 analisaram-se os principais obstáculos à implementação de políticas de DSM. Nos parágrafos seguintes apontam-se um conjunto de medidas que têm por objectivo eliminar ou minimizar esses obstáculos.

4.3.1 CAMPANHAS DE INFORMAÇÃO

As campanhas de informação podem tomar diversas formas, desde as mais tradicionais recorrendo a meios audiovisuais, a exemplos de demonstração. São diversos os objectivos que podem ser atingidos por uma campanha de informação:

²⁷ Podem citar-se os seguintes exemplos comparativos: EUA – 8,11 Tep/hab.; Portugal – 2,2 Tep/hab; China – 0,83 Tep/hab; Moçambique – 0,40 Tep/hab. (IEA, 2001a). Claro que em países como a China ou Moçambique as estatísticas são pouco fiáveis, sendo provável que muita energia seja consumida e não contabilizada, nomeadamente na forma de lenha.

- Dar confiança a quem decide – quem opta por implementar medidas de URE terá a sua decisão facilitada se existir uma entidade credível (administração pública, instituto público, agência, etc.) que mostre ter sido uma decisão acertada;
- “Alinhar” interesses dentro das organizações – como se referiu em 4.1.2, um dos obstáculos prende-se com diferentes objectivos existentes dentro de uma empresa, nem sempre alinhados. Retomando o exemplo dado em 4.1.2, uma campanha de informação pode fazer com que o conselho de administração de uma empresa entenda melhor que um investimento em URE pode fazer aumentar custos do departamento “X”, sendo o balanço global para a empresa positivo, sem querer isso dizer que o departamento “X” tenha tido uma má gestão, antes pelo contrário (Howarth *et al*, 2000);
- Divulgação de “como fazer” e as melhores técnicas²⁸ – maus exemplos descredibilizam uma actividade. Em Portugal, a utilização de painéis solares na década de oitenta é disto um exemplo. As campanhas de informação devem evitar que sejam utilizadas práticas e tecnologias erradas, evitando descredibilizar as práticas de URE. A informação deve clara e pragmática. Em Ministério da Economia (2001) propõem-se a divulgação de guias técnicos e a criação de lojas de energia, com missão informativa;
- Exemplos de demonstração – a penetração no mercado de equipamentos e sistemas eficientes, bem como de boas práticas de gestão de energia, necessitam de “pioneiros”, de alguém que ajude a criar o mercado, bem como a necessária confiança neste tipo de produtos (Parlamento Europeu, 2000). A contratação pública pode servir como “pioneiro” e como exemplo de demonstração. Os edifícios são tidos como um dos sectores onde o potencial de redução de consumos é mais elevado. A administração pública pode optar por utilizar nos seus edifícios (ministérios, escolas, etc.) técnicas e equipamentos que favoreçam a eficiência. As autoridades públicas da União Europeia dispõem de um poder de compra considerável, pelo que podem tomar medidas no sentido da “ecologização” dos

²⁸ Técnica deve ser entendido num sentido abrangente, tal como dispõe o Decreto-Lei n.º 194/2000, de 21 de Agosto, que transpõe a Directiva n.º 96/61/CE (prevenção e controlo integrado da poluição): “(...) modo como a instalação é projectada, construída, conservada, explorada e desactivada, bem como as técnicas utilizadas no processo de produção”.

contratos públicos, definindo preocupações ou especificações neste sentido, podendo ser disso exemplo a referência ao rótulo ecológico ou ao registo no Sistema Comunitário de Ecogestão e Auditoria (EMAS) ou certificação do sistema de gestão ambiental pela Norma ISO 14001 (Comissão Europeia, 1999). Este tipo de procedimento é aceitável à luz do Tratado da União Europeia, nomeadamente se cumprir o princípio da não discriminação.

No final de 2000 a ERSE realizou um inquérito a consumidores empresariais sobre qualidade de serviço (ERSE, 2001). Uma das vertentes analisadas referia-se à qualidade comercial, onde a informação desempenha um papel importante. Verificou-se que neste campo, a utilização racional de energia foi a área mais apontada pelos consumidores sobre a qual mais necessitavam de informação (52,6% escolheram esta opção). De referir que esta necessidade de informação superou outras áreas, como as tarifas e preços.

4.3.2 REGULAMENTAÇÃO DE MÍNIMOS DE EFICIÊNCIA (“STANDARDS”)

Como instrumento de comando e controlo podem ser regulamentados mínimos de eficiência para equipamentos, edifícios ou instalações industriais. Em Portugal está já regulamentada desde 1982 a gestão energética para consumidores intensivos de energia (consumo anual superior a 1000 tep)²⁹, através do Regulamento de Gestão do Consumo de Energia, bem como os mínimos térmicos admissíveis para edifícios, através do Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE)³⁰.

Este tipo de mecanismos é pouco flexível e a fiscalização da sua aplicação torna-se difícil. Em Seixas *et al* (2000) e Furtado e Seixas (2000) analisaram-se diversas medidas possíveis para redução das emissões de gases de efeito de estufa. Dentro destas medidas destacam-se alterações ao RCCTE (para o sector dos serviços e residencial), tornando-o 40% mais restritivo, cuja relação custo-eficácia (Esc/t CO₂ eq. reduzido) é negligenciável³¹. Embora no estudo se conclua que esta medida tem um contributo

²⁹ Decreto-Lei n.º 58/82, de 26 de Fevereiro.

³⁰ Decreto-Lei n.º 40/90, de 6 de Fevereiro.

³¹ O custo de implementação desta medida passa pela concepção arquitectónica do edifício e pela utilização de isolamentos mais eficientes. O custo daí decorrente não é significativo quando comparado com a relativa variabilidade de outras componentes de custo de maior volume. A este facto acresce que o

reduzido no total de redução previsto para 2010, conjuntamente com outras medidas, e uma vez que tem um custo-eficácia negligenciável, parece tratar-se de uma medida interessante. No Programa E4³² (Ministério da Economia, 2001) o Governo assume o compromisso de rever o RCCTE.

4.3.3 ROTULAGEM

Em 4.1.1 verificou-se que o desempenho energético de um equipamento ou edifício é pouco visível no momento de aquisição do bem. A rotulagem é um auxílio na resolução desta questão, podendo tornar a eficiência energética, se bem entendida pelo consumidor, em mais um factor de escolha. Na realidade, trata-se de mais um elemento informativo, também enquadrável na discussão de 4.3.1.

O sistema de rotulagem da União Europeia de aparelhos de uso doméstico está já criado desde 1992³³. No entanto, verificou-se que o nível de conformidade é baixo, tanto na existência do rótulo como nas indicações dadas pelo rótulo (Comissão Europeia, 2000), concluindo-se, no estudo encomendado pela Comissão Europeia para avaliar o sistema de rotulagem (Winward *et al*, 1998), que só um em cada cinco equipamentos têm o rótulo com as informações exactas. Neste mesmo estudo conclui-se ainda que apenas cerca de um terço dos consumidores viram a sua decisão influenciada pela informação do rótulo. No entanto, não foi possível concluir como reage o consumidor quando tem de optar entre um equipamento correctamente rotulado e outro não rotulado. Este estudo refere que a rotulagem tem grande influência na decisão do consumidor quando este está já consciente para as questões energéticas.

Caixa 6 – Sistema de rotulagem na UE

O sistema de rotulagem na UE foi criado em 1992 pela Directiva 92/75/CEE do Conselho, de 22 de Setembro. Este sistema aplica-se, obrigatoriamente, aos seguintes tipo de aparelhos domésticos, mesmo que vendidos para fins não domésticos:

- Frigoríficos, congeladores e aparelhos combinados;

investimento é recuperado no curto prazo (1-4 anos) por força dos consumos energéticos evitados (Furtado, Catarina e Seixas, Júlia 2000).

³² Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, publicada no Diário da República n.º 243, I-B série, de 19 de Outubro de 2001.

³³ Directiva 92/75/CEE do Conselho, de 22 de Setembro.

- Máquinas de lavar roupa, secadores de roupa e aparelhos combinados;
- Máquinas de lavar loiça;
- Esquentadores e termoacumuladores;
- Fontes de iluminação;
- Aparelhos de ar condicionado.

As informações relativas ao consumo de energia eléctrica e outras formas de energia, de recursos essenciais (água, produtos químicos, etc.), bem como outras informações suplementares (rendimento, etc.) devem ser dadas a conhecer aos consumidores através de uma ficha de informação e de um rótulo.

O rótulo ou a ficha de informação devem ainda incluir informações relativas ao ruído, sempre que estas devam ser fornecidas, nos termos da Directiva 86/594/CEE.

A Directiva 92/75/CEE dá ênfase às campanhas de informação, sendo obrigação do Estado-membro a dinamização de campanhas de informação de carácter educativo e promocional destinadas a fomentar uma utilização mais responsável da energia por parte dos consumidores.

Esta Directiva previa a publicação de directivas de aplicação, estando já publicadas as seguintes:

- Directiva 94/2/CE: rotulagem energética de frigoríficos, congeladores e aparelhos combinados
- Directiva 95/12/CE: rotulagem energética de máquinas de lavar roupa para uso doméstico
- Directiva 95/13/CE: rotulagem energética de secadores de roupa eléctricos para uso doméstico
- Directiva 96/60/CE: rotulagem energética das máquinas combinadas de lavar e secar roupa para uso doméstico
- Directiva 97/17/CE, alterada pela Directiva 1999/9/CE: rotulagem energética das máquinas de lavar louça para uso doméstico
- Directiva 98/11/CE: rotulagem energética das lâmpadas eléctricas para uso doméstico
- Directiva 79/531/CE: considerada directiva de aplicação em relação aos fornos eléctricos

O Programa Energy Star³⁴ (EPA, 2001), implementado nos Estados Unidos, é um exemplo de rotulagem aplicada a quase todo o tipo de produtos. Trata-se de um programa voluntário gerido pelo Department of Energy (DOE) e pela Environmental Protection Agency (EPA) em funcionamento desde 1992, cuja actividade se iniciou com os computadores pessoais e monitores. O símbolo “Energy Star” garante ao consumidor que o produto que adquire se encontra entre os melhores em termos de eficiência energética. Podem participar no programa uma vasta gama de produtos, tais como electrodomésticos, equipamentos informáticos, equipamentos para escritórios, materiais de construção, equipamento de iluminação e até edifícios. A informação disponível na internet sobre este programa, nomeadamente sobre os próprios produtos, é um bom exemplo de como pode ser transmitida confiança ao consumidor relativamente à rotulagem.

O Parlamento Europeu e o Conselho preparam uma proposta de regulamento relativo a um programa comunitário de rotulagem em matéria de eficiência energética para equipamentos de escritório e de comunicações³⁵. Esta proposta de regulamento resulta de um acordo estabelecido entre a Comunidade Europeia e os Estados Unidos da América relativo à coordenação de programas de rotulagem em matéria de eficiência energética, nomeadamente para utilização, como sistema voluntário na UE, do Programa Energy Star. Esta proposta de regulamento prevê que três anos após a sua entrada em vigor seja elaborado, pela Comissão, um relatório de monitorização da eficiência energética do mercado de equipamentos de escritório e de comunicações da UE, avaliando a eficácia do Programa Energy Star. Posteriormente a esta proposta, foi já publicado um acordo entre o Governo dos Estados Unidos da América e a Comunidade Europeia para a coordenação de programas de rotulagem em matéria de eficiência energética para equipamento de escritório, nomeadamente: computadores, monitores, impressoras, fotocopiadoras, digitalizadores e equipamento multifunções³⁶.

³⁴ <http://www.energystar.com>

³⁵ COM(2001)142 final. Este documento contém já as alterações resultantes de 1ª leitura no Parlamento Europeu.

³⁶ Publicado no JOCE n.º L 172/3, de 26.6.2001.

Na União Europeia deve ainda assinalar-se a existência do Rótulo Ecológico³⁷. Este sistema é voluntário e permite distinguir bens ou serviços que contribuam para a redução de impactes ambientais negativos, por comparação com outros bens ou serviços idênticos. Os impactes ambientais identificados incluem a utilização de energia. Para cada grupo de bens (TV, máquina de lavar roupa, máquina de lavar louça, etc.) são estabelecidas regras específicas, podendo ser dado como exemplo as máquinas de lavar louça onde um dos critérios é o consumo energético (igual ou superior à classe A+³⁸) ou as televisões ou computadores pessoais onde também é considerado o consumo em modo “stand-by”.

Na gestão de uma empresa, a rotulagem permite “proteger” o gestor que opta por equipamento mais eficiente, mesmo que seja mais dispendioso. A existência de uma instituição como a EPA ou o DOE na dinamização de um programa de rotulagem dá confiança ao consumidor.

Para além de equipamentos, também os edifícios poderiam ser “rotulados”, de acordo com o seu desempenho energético. Um comprador de uma casa poderia passar a comparar o desempenho energético, como compara o nível de acabamentos ou as áreas das divisões. O Ministério da Economia assumiu já como sendo esta uma das linhas de acção para que se possam alcançar um conjunto de objectivos de política energética (Cruz, 2001), sendo uma das medidas presentes no recente Programa E4 (Ministério da Economia, 2001) para melhoria da eficiência energética³⁹.

4.3.4 PROMOÇÃO DE CAMPANHAS

Podem ser implementados diversos tipos de campanhas com o objectivo de incentivar medidas no sentido de uma utilização mais racional da energia. Na grande generalidade dos casos, as campanhas são de um dos seguintes tipos:

- Auditorias energéticas: a implementação de qualquer medida de URE vê a sua probabilidade de sucesso aumentada se se conhecer antecipadamente o modo como a energia é utilizada. Com o resultado destas campanhas é possível seleccionar as

³⁷ Mecanismo de mercado criado em 1992 (Regulamento CE n.º 880/92) revisto no ano 2000 pelo Regulamento CE n.º 1980/2000, de 17 de Julho.

³⁸ Consumo inferior a 0,17 kWh/ kg roupa .

³⁹ Existe também, sobre o tema, uma proposta de directiva: COM (2001)226 final

áreas de investimento em URE, ou seja, em que segmento ou tipo de equipamentos, de modo a minimizar o custo da intervenção para um determinado objectivo;

- Incentivos financeiros: podem passar por empréstimos bonificados, descontos ou mesmo incentivos fiscais a quem invista em medidas de URE. Em Jannuzzi *et al* (1997) alerta-se para eventuais efeitos perversos de medidas deste género, tais como o incentivo à compra de equipamentos de ar-condicionado;
- Instalação directa: uma empresa instala um determinado equipamento num cliente. Nos Estados Unidos esta prática é utilizada pelas ESCO (Energy Service Companies). Na Europa existe uma prática semelhante vulgarmente denominada financiamento por terceiros, onde uma empresa especialista na área energética contrata com uma instalação consumidora o fornecimento e a instalação de soluções técnicas adequadas, os recursos financeiros necessários e a operação ou manutenção dos equipamentos. Os riscos são, na maioria dos casos, assumidos pela entidade instaladora (ESCO), sendo a sua remuneração baseada na partilha com o proprietário da instalação dos benefícios resultantes do projecto (normalmente diminuição da factura energética) (Santos, 1999);
- Fabricantes: campanhas que intervêm junto do fabricante de determinado equipamento, de modo a tornar mais competitivo um equipamento mais eficiente. Podem incluir incentivos à investigação e desenvolvimento ou apoios financeiros para que se crie mercado para este tipo de equipamentos, ultrapassando a quantidade crítica.

4.3.5 INTERVENÇÃO NOS PREÇOS

Uma alternativa à promoção de campanhas é estimular os agentes, através do preço, a adoptarem medidas de URE. Este tipo de intervenções podem agrupar-se em dois tipos:

- Intervenção no preço da energia: sendo o preço da energia mais elevado, os investimentos em URE tornam-se mais rentáveis, visto que uma das receitas resultantes deste tipo de investimentos é a “poupança” conseguida na factura energética. O preço da energia é uma variável fundamental nos incentivos à URE (IEA, 2001);

- Intervenção no preço dos equipamentos: também este tipo de intervenções aumenta a rendibilidade dos investimentos em URE. O Orçamento de Estado⁴⁰ para 2001 autoriza o Governo a criar um imposto sobre equipamentos electrodomésticos e de iluminação de baixa eficiência energética. De salientar ainda que o governo é também autorizado a criar uma dedução à colecta do IRS relativa a despesas efectuadas com todas as obras domésticas que se traduzam em poupança de energia⁴¹.

Caixa 7 – Como reagem os consumidores de electricidade ao preço?

É interessante verificar como reagem os consumidores de electricidade ao preço, ou seja, como modificam o seu consumo face a uma mudança no preço. Para medir esta relação é usual utilizar-se a elasticidade procura-preço. Não é tarefa simples efectuar este cálculo, nomeadamente porque existem outros factores que influenciam o consumo e necessitam de ser individualizados.

Em Boucinha (1995) foi desenvolvido um modelo para os consumos de electricidade do sector industrial de modo a que se tornasse possível avaliar sobre a sensibilidade do consumo ao nível de actividade económica (medido pelo VAB) e ao preço da electricidade. Foram analisados diversos subsectores do sector industrial. Conclui-se neste estudo o seguinte:

- Os consumos de electricidade na indústria são mais afectados pelo nível de actividade do subsector do que pela variação dos preços da electricidade;
- O consumo é mais afectado pelo preço relativo da electricidade do que pelo preço absoluto⁴². Entende-se por preço relativo a relação entre o preço da electricidade e o preço de outras formas de energia substitutas da electricidade (gás, fuelóleo, etc.).

⁴⁰ Lei n.º 47/VIII .

⁴¹ Parece também interessante referir que o Orçamento de Estado de 2001 transfere até 150 000 contos para a Companhia Carris de Ferro de Lisboa, S.A. destinados ao financiamento de acções que visem contribuir para a diminuição do impacte ambiental e para a eficiência, nomeadamente energética, dos transportes rodoviários de passageiros.

⁴² No ano de 2000 foram noticiadas na comunicação social informações de que a Climaespaço (empresa fornecedora de frio/calor na Zona de Intervenção da EXPO 98) passaria a produzir frio utilizando o ciclo de frio por condensação recorrendo a energia eléctrica, em substituição do ciclo de absorção a gás natural, solução com um rendimento global inferior. Esta decisão tinha por base a diferente variação sofrida pelos preços da electricidade e do gás natural.

De referir ainda que deve ser tido em conta o horizonte temporal. Será que o consumidor reage imediatamente? Ainda em Boucinha (1995) é possível verificar que, para o subsector industrial das “madeiras e cortiças”, a elasticidade de longo prazo é mais elevada do que a de curto prazo (no próprio ano). O consumidor reage com algum atraso a variações no preço.

4.3.6 ACORDOS VOLUNTÁRIOS

O acordo voluntário é um instrumento utilizado na política de ambiente. O Estado Português estabeleceu já um conjunto de contratos de adaptação ambiental, numa base voluntária, tendo como objectivo o cumprimento da legislação. Mais recentemente, foram estabelecidos contratos de melhoria de desempenho ambiental

Para além deste tipo de acordos, podem ser estabelecidos outros com fabricantes de equipamentos no sentido de que sejam produzidos equipamentos mais eficientes.

4.3.7 INVESTIGAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

A investigação e desenvolvimento permite encontrar soluções tecnológicas e práticas de gestão que conduzam a uma utilização mais eficiente da energia. Do relatório anual 2000 sobre acções de investigação e desenvolvimento tecnológico (Comissão Europeia, 2000 a) pode concluir-se que em 1999 a Comissão seleccionou projectos relativos ao Subprograma Energia onde a comparticipação prevista foi de 300,73 M€

4.4. Financiamento de políticas de DSM

As medidas referidas no ponto anterior podem ser financiadas recorrendo a três fontes distintas:

- Orçamento de Estado – sendo as medidas suportadas por todos os contribuintes.
- Preços dos equipamentos – taxa aplicada aos equipamentos menos eficientes. Caso se trate de um imposto, as receitas resultantes são “absorvidas” pelo Orçamento de Estado.
- Preços da energia – receitas provenientes de taxa aplicada sobre o preço da energia ou parcela incorporada nas tarifas.

No capítulo 6 analisar-se-á a incorporação de mecanismos nas tarifas de energia eléctrica que permitam criar condições à promoção de URE na procura.

5. REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO – CASO PORTUGUÊS

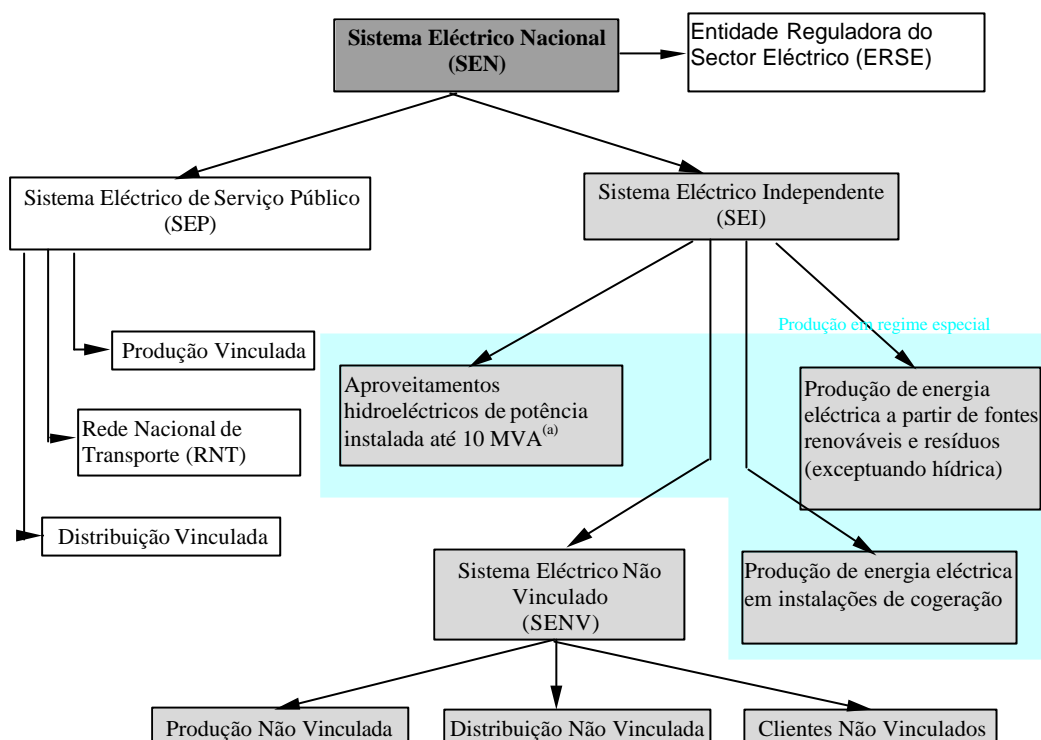
A montante das atribuições de regulação atribuídas à ERSE relativas ao sector eléctrico encontram-se decisões de política energética que são responsabilidade do Governo ou da Assembleia da República. A regulação independente atribuída à ERSE deve respeitar, ou seja, é guiada por estas decisões tomadas a montante. Naturalmente que analisar detalhadamente todas estas decisões ou orientações excederia o âmbito deste trabalho. No entanto, pela importância que pode ter e por tratar explicitamente de questões relacionadas com gestão da procura, considerou-se necessário analisar com um pouco mais de detalhe o Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor, sendo o primeiro ponto deste capítulo dedicado a este instrumento.

Nos restantes pontos do capítulo far-se-á uma descrição sobre os aspectos mais relevantes relativos à regulação económica do sector eléctrico português, tendo como objectivo permitir a análise, no capítulo seguinte, da possibilidade de incentivar políticas de DSM através da regulação económica.

Actualmente, a regulação económica do sector tem essencialmente expressão no estabelecimento dos métodos regulatórios aplicados às empresas e actividades e na determinação das tarifas e preços para cada relação comercial regulada pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE). Incluem-se nesta categoria as relações entre agentes do próprio Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e entre os agentes do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e o SEP⁴³. Torna-se fundamental ter sempre presente os diversos agentes que actuam no sector, pelo que se apresenta, no esquema seguinte, a organização do sector determinada pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho:

⁴³ Não se insere no âmbito deste trabalho a discussão sobre as diversas relações possíveis entre o SEP e o SENV. No essencial, estas podem resumir-se aos usos de rede (para os diferentes níveis de tensão) ou a relações com o gestor de ofertas (que efectua a gestão do mercado), para compensação de desvios ou compras “em bolsa”.

Figura 13 – Organização do sector eléctrico português (DL 182/95)



(a) – Apesar do DL 182/95 não ter sido, neste ponto, alterado, o Decreto-Lei n.º 168/99, relativo à produção em regime especial renovável/resíduos, alterou o limite dos 10 MVA para 10 MW

5.1. Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor

O actual enquadramento legal⁴⁴ prevê que o sistema electroprodutor do SEP seja centralmente planeado, estando esta responsabilidade atribuída à Direcção Geral da Energia, sob proposta da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., sendo o Plano aprovado pelo Ministro da Economia⁴⁵. O Plano deve ser elaborado com uma periodicidade bienal. De destacar ainda que a DGE deve, antes da aprovação ministerial, apresentar à ERSE o Plano para parecer.

⁴⁴ Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.

⁴⁵ Como curiosidade, parece interessante recordar que o “pacote” legislativo de 1995 previa, a par da ERSE, uma Entidade de Planeamento, que seria responsável pelo planeamento do sistema electroprodutor do SEP. Posteriormente, em 1997, o Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, alterou esta situação, de acordo com o exposto no texto.

O primeiro plano de expansão elaborado de acordo com este figurino foi publicado em 1999. Embora não esteja legalmente definido todo o conteúdo do plano⁴⁶, a REN elaborou este documento na sequência e de acordo com trabalhos que vem desenvolvendo há já alguns anos, quando ainda integrada na EDP – Electricidade de Portugal, S.A..

Uma vez que nos estudos efectuados e, em especial, nas hipóteses e premissas adoptadas estão presentes orientações de política energética que, após aprovação ministerial, passam a constituir decisões políticas, o conteúdo do plano parece assumir grande relevância. Qual deverá ser? Que estudos devem ser elaborados?

Tendo em conta o atrás exposto, parece poder concluir-se que o plano de expansão do SEP deve responder às seguintes questões:

- Qual vai ser a procura a ser satisfeita pelo SEP?
- Que meios deve o SEP dispor para satisfazer esta procura?

A resposta à primeira questão coloca duas novas questões:

- Qual será a procura global? Os modelos normalmente utilizados para previsão da procura podem ser agrupados em duas categorias: têm por base variáveis macro-económicas; têm por base variáveis técnicas (consumos específicos, número de equipamentos, habitações, etc.). É também na resposta a esta questão que deve ser considerada a existência de eventuais políticas de gestão da procura que tenham como objectivo condicionar o crescimento da procura;
- Que procura será satisfeita pelo meios de produção do SEP? Para responder a esta questão há que estimar a parcela de consumo do SEP que é satisfeito por outros meios de produção que, embora não integrados no SEP, lhe vendem a sua produção, ou seja, a produção em regime especial (renováveis, resíduos e cogeração), bem como estimar o consumo que será satisfeito recorrendo a fornecedores exteriores ao SEP (produtores não vinculados ou importação).

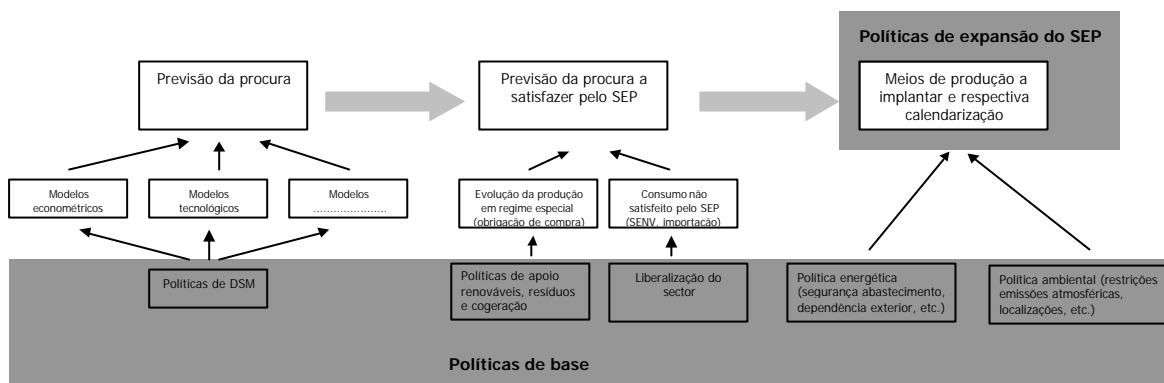
Conhecida a procura a ser satisfeita pelo SEP, ou melhor, a evolução da procura, o plano deve indicar de que modo esta procura pode ser satisfeita. Para responder a esta

⁴⁶ Art.º 12.º do Decreto Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, estabelece alguns requisitos para a proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT à DGE.

questão devem ser tidas em consideração as restrições impostas à procura, nomeadamente restrições ambientais (emissões atmosféricas, caudais, localizações de centrais, etc.). É nesta fase que se decide o tipo de centrais a construir (tecnologias, combustíveis, etc.).

No esquema seguinte pretende-se resumir o acima exposto:

Figura 14 – Fases essenciais para o planeamento do sistema electroprodutor do SEP



Caixa 8 – Planeamento e avaliação de impacto ambiental

O planeamento dos centros electroprodutores tem como consequência a decisão de implementar determinados projectos com significativos impactes ambientais, tanto na fase de construção como de operação. Na posterior avaliação de impacto ambiental (AIA) a que determinado projecto vai ser sujeito, a justificação do projecto, passo fundamental num processo de AIA, seria feita recorrendo ao plano, ou seja, já não se discutiria a necessidade de determinada central com determinada tecnologia/combustível, sendo a discussão centrada noutros temas (localização, escolha das melhores técnicas disponíveis, medidas de minimização de impactes ambientais, etc.). Esta distinção entre planeamento e avaliação de impactes ambientais de projectos é possível se o planeamento tiver verdadeiramente em consideração as questões ambientais e se for sujeito a uma discussão bem orientada e dinamizada, de modo a que a participação seja alargada. Não só em questões energéticas, mas também noutros temas, a pouca tradição de planeamento participado conduz a que nos processos de AIA (cuja participação pública é legalmente assegurada) de determinados projectos se faça, já não em tempo tão oportuno, a discussão de temas ou questões que “cabem “ melhor no planeamento. De destacar que a Directiva 2001/42/EC, cujo período de transposição

é de três anos, prevê a avaliação de impactes ambientais para planos e projectos. Talvez possa ser este um caminho a seguir, nomeadamente no sector energético e, mais especificamente, para o plano em estudo neste ponto do trabalho. A ERSE, no parecer que apresentou sobre o Plano de 1999, advogou uma discussão mais alargada (ERSE, 1999).

Para o plano actualmente em vigor foram estimados dois cenários para a evolução do consumo total de electricidade, tendo por base dois cenários macro-económicos distintos (REN, 1999). Foram consideradas as seguintes taxas de crescimento médio anual para o consumo de electricidade:

Quadro 1 - Taxas de crescimento médio anual do consumo de electricidade (%), no período 2000-2020

	2000 – 2010	2010 – 2020
Cenário I (alto)	3,7	3,2
Cenário II (baixo)	2,9	1,8

Fonte: (REN, 1999)

Na tabela seguinte apresentam-se as taxas de crescimento⁴⁷ verificadas nos últimos cinco anos:

Quadro 2 - Taxa de crescimento do consumo de electricidade de 1996 a 2000

	1996	1997	1998	1999	2000
Taxa crescimento (%)	5,3	5,3	5,5	7,4	5,9

Fonte: (DGE, 2002)

Verifica-se que as taxas de crescimento do consumo têm sido bastante elevadas, superiores ao previstos no Plano para o período 2000-2010, para qualquer dos cenários. A ERSE, na fixação das tarifas para 2001, considerou um crescimento de consumo para 2001 de 4% (ERSE, 2000).

Para satisfazer a procura foram consideradas duas estratégias alternativas de expansão, essencialmente com as seguintes características:

⁴⁷ Taxa crescimento do ano t = [(consumo ano t / consumo ano (t-1)) – 1] x 100

Quadro 3 – Estratégias de expansão

	A	B
Hídrica	Novos aproveitamentos (bacias do Sabor, Tâmega, Paiva e Tua)	Reforço de potência em aproveitamentos existentes (com bombagem)
Térmica	Ciclo combinado a gás natural (Grupos - 330 MW, η - 55%)	Inclusão, como estratégia de diversificação, de grupos a carvão (450 MW)

Fonte: (REN, 1999)

De destacar que foi considerado nulo o consumo satisfeito pelo SENV e importação, uma vez que existia, à data dos estudos, grande incerteza quanto ao desenvolvimento do SENV (REN, 1999).

Da combinação dos dois cenários de consumo e das duas alternativas de expansão, foram construídas três alternativas expansão: A-1, A-2 e B-1.

O Plano em vigor adoptou o cenário de procura I (alto) e a alternativa de expansão A (tendo como justificação as restrições ambientais e os custos mais baixos). Em súmula, foi adoptada a alternativa A-I.

Para além do acima referido, foram ensaiadas algumas análises de sensibilidade às três alternativas de expansão referidas, considerando variáveis associadas a: ambiente, abertura de mercado, consumos de gás natural e DSM. Nos parágrafos seguintes discute-se com mais detalhe a análise de sensibilidade a políticas de DSM.

A implementação de políticas de DSM tem como consequência uma redução dos consumos. No estudo em análise (REN, 1999), verificou-se qual seria o impacte nas estratégias de expansão de admitir que seriam implementados programas para uma utilização racional da energia ao nível da procura que conduzissem a uma redução da procura de 4,5% até 2020, implementados de modo linear com início no ano 2000. A primeira diferença entre as alternativas sem DSM e com DSM só se faz sentir no

cenário I (baixo), pior situação⁴⁸, existindo um atraso de dois anos (2008 para 2010) na entrada em serviço do terceiro grupo da nova central⁴⁹.

Aguarda-se que seja aprovado em breve um novo plano. Embora este ainda não seja público, tem-se notícia que a análise em termos de DSM, bem como as conclusões gerais sobre este tema, são semelhantes ao plano em vigor. Uma vez que existe uma meta nacional, assumida já pelo Governo, para a produção de energia eléctrica com base em energias renováveis, nesta análise de DSM tem-se já em consideração que sendo o consumo menor, também a produção renovável o pode ser. Pode concluir-se que políticas de DSM levam a um cumprimento mais fácil e mais rápido da meta imposta para as energias renováveis.

Não se poderia terminar este ponto sem se referir algumas das dificuldades com que se depara o planeamento centralizado. No passado talvez fosse “mais simples” a tarefa de planear, dado que as incertezas eram menores. Quem planeava controlava algumas das variáveis de entrada no planeamento. O mesmo não se passa hoje. A crescente liberalização faz surgir novos agentes e aumenta a incerteza sobre o consumo a abastecer pelo SEP. No outro extremo estão as preocupações, nos dias de hoje reavivadas, sobre a segurança de abastecimento, essencial num serviço público como o SEP. Como conviver com estas duas realidades?

A análise do processo relativo à construção da nova central para o Carregado pode auxiliar a apontar um possível caminho para alteração do actual quadro legal. Esta central, embora planeada no SEP, será construída no âmbito do SENV. Talvez seja necessário um planeamento global, que permita aos agentes analisar o mercado existente (a procura) e que permita também ao Governo intervir caso haja necessidade⁵⁰, dinamizando a construção de capacidade no SEP.

⁴⁸ O cenário baixo seria aquele em que uma redução de consumos mais facilmente faria deslocar temporalmente a necessidade de um novo grupo gerador.

⁴⁹ A construir no Carregado, de acordo com o Despacho n.º 24677/99 (DR n.º 290 de 15/12/99), por um consórcio liderado pela TER – Termoeléctrica do Ribatejo.

⁵⁰ Falta de capacidade para servir a procura.

5.2. A ERSE e a fixação das tarifas

A Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), prevista no “pacote” legislativo de Julho de 1995, iniciou a sua actividade em Fevereiro de 1997⁵¹, tendo nos 6 meses anteriores funcionado como Comissão Instaladora.

Uma das atribuições estatutárias da ERSE é a preparação e publicação do Regulamento Tarifário, bem como o estabelecimento periódico dos valores das tarifas e preços para a energia eléctrica. Tendo presente esta e outras obrigações, a ERSE procedeu à publicação e respectiva consulta pública de um Anúncio de Proposta de Regulamentação (Julho de 1997). Neste documento foram suscitadas diversas questões e opções que poderiam ser tomadas na elaboração dos regulamentos, entre os quais se encontrava o Regulamento Tarifário.

Em Setembro de 1998, a ERSE publicou os seguintes regulamentos: Regulamento Tarifário, Regulamento de Relações Comerciais e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações⁵². Posteriormente, em Abril de 1999, foi publicado o Regulamento do Despacho⁵³, sendo ainda de assinalar a publicação do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas, Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e o Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP, todos publicados em 29 de Fevereiro de 2000.

Anualmente cabe à ERSE estabelecer as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços. Este exercício foi efectuado pela primeira vez em Dezembro de 1998, com a publicação das tarifas e preços em vigor durante o ano de 1999. Até então as tarifas eram estabelecidas por Convenção entre a Direcção Geral do Comércio e Concorrência e a EDP – Electricidade de Portugal, S.A. e homologadas pelo Ministro da Economia (Indústria e Energia e Comércio e Turismo).

Em Março de 2001, a ERSE promoveu nova audição pública em que, na forma de questões, voltou a colocar em discussão um conjunto de temas, tendo em vista a revisão dos regulamentos. Na primeira quinzena de Junho foi conhecida a proposta da ERSE para a revisão dos regulamentos, tendo estado a mesma em consulta pública até perto do

⁵¹ Estatutos publicados pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.

⁵² Publicado no DR n.º 213/98 (II série – suplemento – 15/09/98).

⁵³ Publicado no DR n.º 94/99 (II série – suplemento – 22/04/99).

final de Julho. A versão final do conjunto dos regulamentos foi elaborada pela ERSE, de modo a que pudessem ser estabelecidas as tarifas para 2002 de acordo com as novas regras, tendo sido publicada no dia 1 de Setembro⁵⁴. Tendo em conta as datas referidas, não foi possível neste trabalho ter completamente em consideração as alterações resultantes desta revisão. Por outro lado, também há vantagens em analisar regulamentação da qual já existe experiência de aplicação. No entanto, sempre que possível são apresentadas as principais alterações e suas consequências. No Anexo II, são apresentadas as modificações consideradas mais relevantes, em especial para o presente trabalho.

5.3. Responsabilidade da ERSE em questões ambientais

A ERSE não tem atribuídas competências directas em questões ambientais. No entanto, tanto por força da desejável integração da política de ambiente nas políticas sectoriais, bem como por imposições estabelecidas nas normas que regem o funcionamento da ERSE, designadamente os seus estatutos, e até pela regulamentação posterior já de sua autoria, a ERSE tem competências/responsabilidades, ainda que indirectas, em questões ambientais. Nos pontos seguintes apresentam-se algumas destas responsabilidades:

- O Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, atribui à ERSE diversos objectivos, destacando-se a necessidade de garantir que o SEP satisfaça de forma eficiente a procura de energia eléctrica, bem como contribua para a existência de condições que induzam a uma utilização eficiente da energia eléctrica;
- Um dos objectivos expressos nos Estatutos da ERSE, publicados pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, é “Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção ao consumo de energia eléctrica”.
- A ERSE emite parecer sobre o Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor. A selecção da potência a instalar, combustível e tecnologia têm claras consequências ambientais. Por outro lado, há que ter em conta a produção em regime especial

⁵⁴ Despacho n.º 18 413-A/2001 (2ª série), publicado no DR n.º 203, suplemento, II série, de 1 de Setembro.

(renováveis, resíduos e cogeração) e eventuais medidas de URE. Este tema foi tratado com mais destaque em 5.1.

- A ERSE emite parecer sobre novos contratos de aquisição de energia⁵⁵. Nestes contratos podem estar expressas cláusulas ligadas a questões ambientais, tais como caudais ecológicos ou limites para as emissões atmosféricas.
- Ainda dentro dos objectivos estatutários prosseguidos pela ERSE, surge a necessidade de garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas do SEP. Na análise de custos efectuada a estas empresas, dependente naturalmente do tipo de regulação estabelecida no Regulamento Tarifário, há que considerar custos devidos a políticas de protecção do ambiente (utilização de combustíveis “mais limpos”, tratamento de gases de combustão, escolha de traçados alternativos para linhas, etc.).
- O Regulamento Tarifário incorporou algumas destas responsabilidades ambientais, tendo como objectivo permitir uma melhoria do desempenho ambiental do sector. Mais adiante no trabalho este tema será alvo de discussão mais pormenorizada.
- O Regulamento do Despacho prevê que possam existir restrições ambientais (emissões atmosféricas, caudais, etc.) na programação da exploração e na modulação da produção. De acordo com a lei, cabe à ERSE a fiscalização do cumprimento deste regulamento.
- Embora a política referente à promoção de energias renováveis e incentivos à cogeração seja da responsabilidade do Governo, através da DGE, a ERSE é responsável pela incorporação dos custos resultantes dos mecanismos de apoio a este tipo de produção nas tarifas de energia eléctrica.

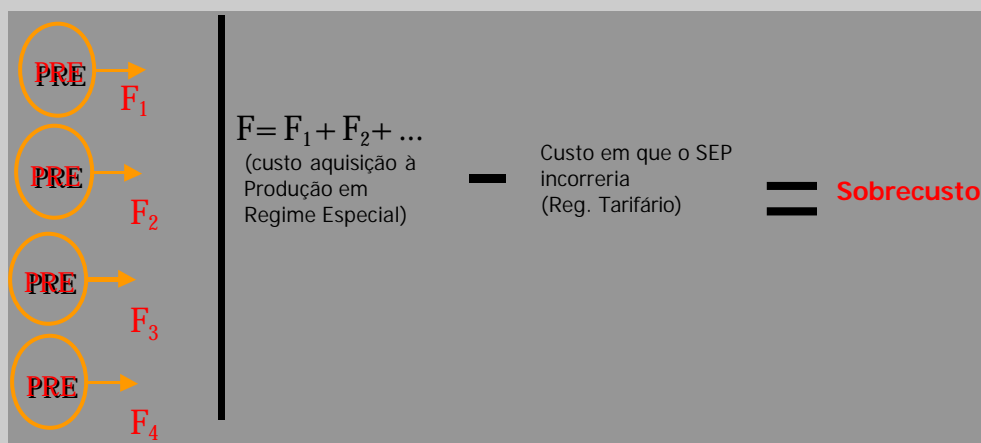
Caixa 9 - ERSE e produção em regime especial

A intervenção da ERSE na produção em regime especial (PRE) pode ser sistematizada nos seguintes pontos:

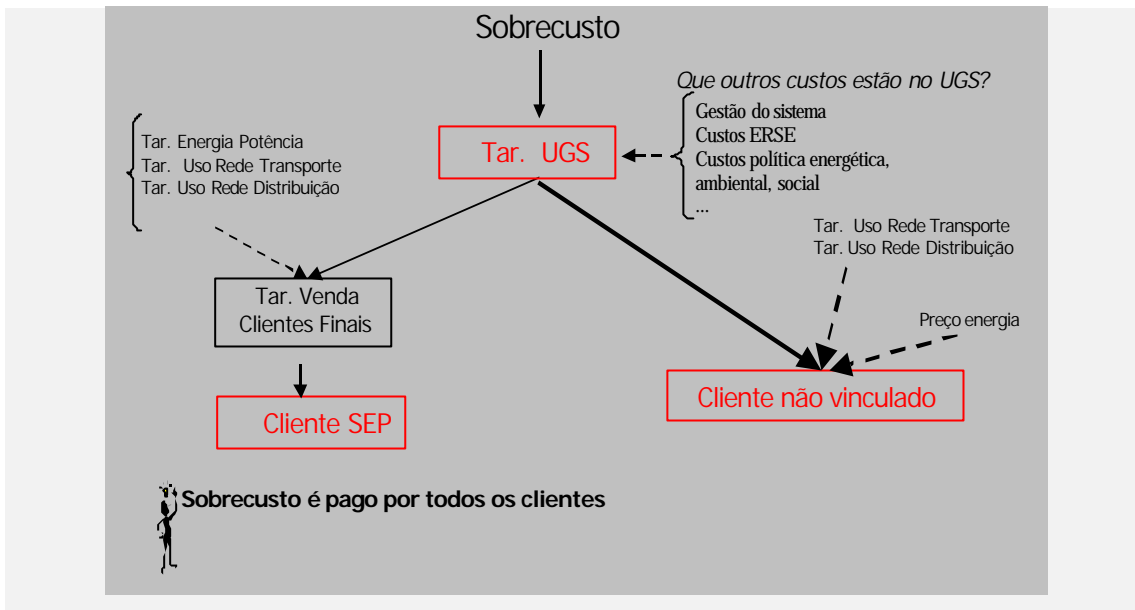
⁵⁵ A nova central, inicialmente planeada no SEP, será construída no âmbito do SENV. No ambiente “liberalizador” que hoje se vive, só questões de segurança de aprovisionamento poderão justificar a elaboração de CAE futuros. No entanto, não deixa de ser interessante reflectir sobre os CAE. Note-se que não correndo o produtor riscos, para além, dos técnicos, é natural que tenha uma remuneração inferior ao mercado, onde o risco é superior.

- Planeamento do sistema electroprodutor: tal como referido no texto, a ERSE dá parecer sobre o plano de expansão do sistema electroprodutor, plano onde, naturalmente, a produção em regime especial desempenha hoje um papel importante;
- Plano de investimentos da RNT: a ERSE dá parecer sobre o plano de investimentos da RNT. Este plano deve ter em conta a necessidade de veicular a produção deste tipo. Esta questão tem sido frequentemente apontada como um entrave ao desenvolvimento da produção em regime especial. Actualmente a REN tem um plano específico para lidar com esta questão;
- Despacho centralizado: no estabelecimento das regras de despacho dos meios de produção, a existência deste tipo de produção (normalmente não despachada) coloca novos desafios a esta actividade;
- Inclusão do sobrecusto nas tarifas. Este ponto é desenvolvido no parágrafo seguinte.

De acordo com a legislação em vigor, o SEP é obrigado a adquirir a produção em regime especial a um preço pré-determinado e publicado por Decreto-Lei do Governo. Desta aquisição resulta um determinado custo para o SEP, superior ao que este incorreria caso adquirisse a mesma energia pelos meios tradicionais. A esta diferença chama-se sobrecusto.



Este sobrecusto é incorporado na Actividade de Gestão Global do Sistema, conforme analisado em 5.6.2, sendo o sobrecusto repartido entre o SEP e o SENV.



5.4. Estabelecimento das tarifas

O estabelecimento de uma tarifa deve ter como preocupação permitir a recuperação dos custos (incluindo remuneração) de uma determinada actividade e induzir determinados comportamentos nos agentes, no sentido de uma maior eficiência económica, tendo ainda em consideração outras restrições, nomeadamente ambientais. Deste modo, o método para o estabelecimento das tarifas pode ser organizado nas seguintes três fases:

- Actividades: separação das diferentes actividades (“negócios”) desempenhadas pelas empresas, normalmente conhecida na literatura anglo-saxónica por “unbundling”;
- Nível tarifário: estabelecimento dos proveitos permitidos para cada actividade, recorrendo-se a diferentes métodos regulatórios;
- Estrutura tarifária: determinação da macro (quais as tarifas) e micro estrutura (quais as variáveis para facturação) tarifária.

A maioria das regras para estabelecimento das tarifas encontram-se no Regulamento Tarifário (RT). A estas acrescem algumas disposições que se encontram no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).

No RT⁵⁶ são estabelecidas as seguintes actividades⁵⁷ para a entidade concessionária da RNT e para os distribuidores vinculados⁵⁸:

- Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica – tem como principais funções a aquisição de energia eléctrica para o SEP e a elaboração de estudos para o planeamento dos centros electroprodutores;
- Gestão Global do Sistema – corresponde à gestão técnica do sistema integrado do SEP, à coordenação comercial e ao sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV. Nesta actividade estão ainda incluídos alguns custos, que devem ser repartidos entre o sistema público e o sistema não vinculado, nomeadamente os relativos a políticas energéticas, ambientais e os correspondentes à ERSE;
- Transporte de Energia Eléctrica – corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede de MAT e de interligação;
- Distribuição de Energia Eléctrica – corresponde à veiculação de energia eléctrica dos pontos de ligação à RNT, dos produtores em regime especial⁵⁹ e de ligações transfronteiriças até ao cliente final;
- Comercialização de Energia Eléctrica – compra e venda de energia eléctrica. Inclui, entre outras actividades, a leitura, facturação e cobrança.

De modo a recuperar os custos e remuneração destas actividades, o RT define as seguintes tarifas:

- Tarifa de Energia e Potência;
- Tarifa de Uso Global do Sistema;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT;

⁵⁶ Art.º 13º e art.º 27º.

⁵⁷ A revisão do RT criou uma nova actividade, comercialização de redes, conforme descrito no Anexo II.

⁵⁸ O Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto, alterou o Decreto-Lei n.º 182/95, pelo que actualmente só existe um distribuidor vinculado em MT/AT.

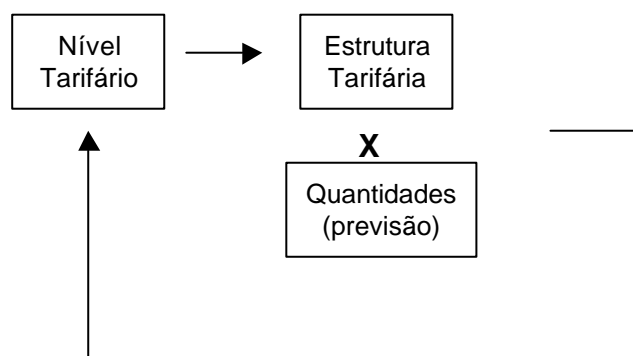
⁵⁹ Tal como se referiu, corresponde aos produtores que tem por base fontes de energia renovável (hídrica < 10 MW) ou resíduos, bem como os detentores de instalações de cogeração.

- Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT⁶⁰;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT;
- Tarifa de Venda dos distribuidores vinculados AT/MT aos distribuidores vinculados em BT⁶¹;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT;
- Tarifas de Venda a Clientes Finais.

Há que assinalar a publicação de um conjunto de tarifas mais amplo do que o subconjunto das tarifas de venda a clientes finais, ficando assim criado o quadro tarifário que permite, no âmbito da liberalização do sector eléctrico, a utilização das redes do SEP por outras entidades exteriores ao SEP.

Conhecendo as tarifas e a sua estrutura e sabendo os proveitos permitidos para cada actividade torna-se já possível determinar os diversos preços de cada tarifa. Para tal, é necessário conhecer as quantidades previstas para cada uma das tarifas (energia activa, potência, energia reactiva, etc.). Esquematicamente, tem-se o seguinte processo:

Figura 15 – Determinação de tarifas



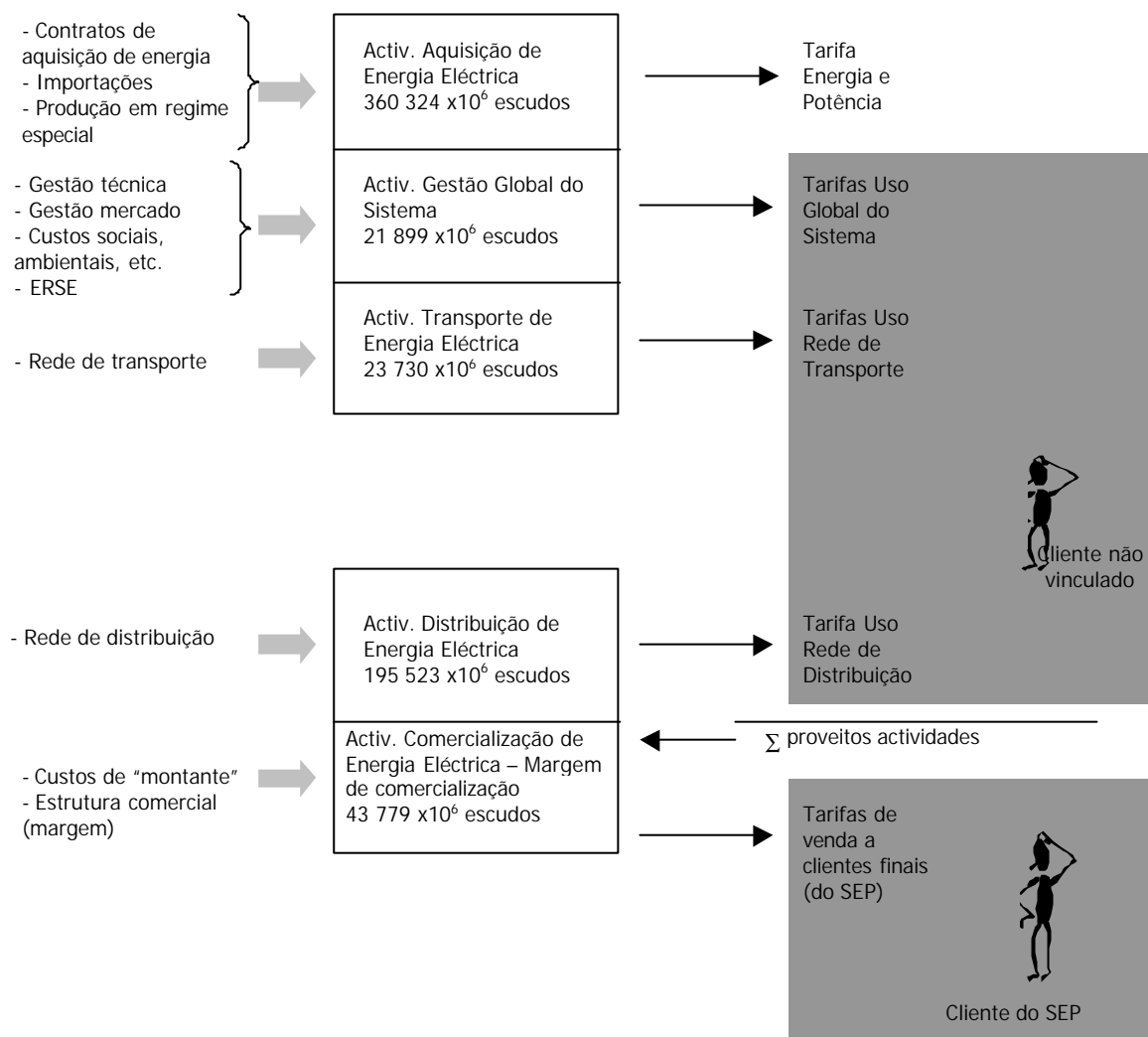
No esquema seguinte pretende-se fazer uma síntese dos assuntos analisados neste ponto, fazendo-se a correspondência entre as diversas tarifas e actividades, indicando ainda os

⁶⁰ Esta tarifa foi definida como a “soma” da Tarifa de Energia e Potência, Tarifa de Uso Global do Sistema e Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT ou MAT, conforme o ponto de entrega (RT - art.º 9º).

⁶¹ Equivalente à tarifa de venda a clientes finais em MT (RT – art.º 10º).

principais custos incluídos em cada actividade. Os valores indicados para os proveitos permitidos para cada actividade correspondem aos valores considerados para as tarifas de 2001.

Figura 16 – Actividades e tarifas



5.5. Regulação económica de monopólios naturais

A regulação económica tem como principal tarefa explicar as consequências para os agentes de determinada forma de regulação adoptada, identificando quem suporta os encargos⁶² e quem é beneficiado, bem como analisar o efeito da regulação na afectação de recursos (Stigler, 1971).

⁶² "Burden", no original.

Diz-se que um determinado mercado é um monopólio natural se for mais eficiente ser uma única empresa a produzir para todo o mercado. Neste casos, verifica-se a subaditividade da função custo de produção. Tal sucede se existirem economias de escala ou economias de gama, no caso de uma empresa multiproduto (Santos, 1995). A existência de uma rede é habitualmente justificação para a existência de monopólios naturais, sendo disso exemplo a actividade de transporte e distribuição de energia eléctrica.

A regulação de monopólios naturais deve evitar o abuso de posições dominantes resultantes da estrutura monopólio, mas não deve fazer perder as vantagens do monopólio natural. Introduzir concorrência numa estrutura de monopólio natural não seria economicamente eficiente. No sector eléctrico não seria economicamente eficiente a duplicação de redes de transporte ou distribuição numa mesma área geográfica.

O regulador deve intervir no mercado de modo a garantir que o produto, com um determinado nível de qualidade, é fornecido ao preço mínimo, assegurando que a empresa tem uma rendibilidade considerada normal para aquele tipo de actividade, com um determinado nível de risco. Na regulação de monopólios naturais privados têm sido utilizados, essencialmente, dois métodos, ou evoluções e combinações de ambos:

- Taxa de rendibilidade permitida (“rate of return”) e
- Regulação directa dos preços (“price-cap”).

Nos parágrafos seguintes analisar-se-á com mais detalhe cada um dos métodos.

5.5.1 TAXA DE RENDIBILIDADE PERMITIDA

O lucro de uma empresa monopolista (π) é dado pela seguinte expressão:

$$\pi = p.z - w.L - r.K$$

em que:

p – preço

z – quantidade

w – custo unitário do factor de produção trabalho

L – quantidade do factor de produção trabalho

r – custo unitário do factor de produção capital

K – quantidade do factor de produção capital

Neste método de regulação, o regulador impõem como restrição regulatória uma rendibilidade máxima para o factor de produção capital. A rendibilidade do factor

capital, atendendo à expressão representativa do lucro acima descrita, é dada como o quociente entre a receita (p.z) líquida (ou seja, descontada do custo do trabalho) e a quantidade do factor de produção capital (K). Deste modo, a restrição regulatória toma a seguinte forma⁶³ (Averch e Johnson, 1962):

$$\frac{p.z - w.L}{K} \leq s$$

É também hipótese deste modelo que o regulador fixa uma taxa (s) superior ao verdadeiro custo de capital da empresa, permitindo um lucro (económico) diferente de zero (Santos, 1995). É interessante verificar que o lucro (económico) é superior ao verificado num mercado em concorrência perfeita, onde, teoricamente, o lucro (económico) é nulo.

Deste modo, o modelo regulatório que traduz o comportamento do monopolista, para o caso uniproduto, é o seguinte:

$$\text{Max } \pi = p.z - w.L - r.K$$

$$\text{Suj. a: } \frac{p.z - w.L}{K} \leq s$$

Este método é muitas vezes conhecido por AJ, por ter sido apresentado por Harvey Averch e Leland Johnson.

Resolvendo o modelo, pode concluir-se que a taxa marginal de substituição técnica⁶⁴ (TMST) é dada por:

$$\text{TMST} = \frac{r - a}{w}, (a > 0)$$

O monopolista tende a substituir o factor trabalho pelo factor capital, havendo uma sobreutilização do factor capital. Dito de outra forma, o monopolista terá tendência a

⁶³ Por simplificação, não se consideraram as amortizações do factor capital, nem as amortizações acumuladas.

⁶⁴ A taxa marginal de substituição técnica (TMST) mede a relação de troca entre os factores de produção, ou seja, mede a taxa com que o produtor pode substituir um factor de produção pelo outro, mantendo constante o nível de produção.

sobreinvestimentos. Esta consequência deve ser tida em consideração na estratégia seguida pelo regulador.

Sendo a taxa de rendibilidade fixada no início de um período de regulação, a empresa regulada não tem incentivos para melhorar a sua eficiência. No entanto, também não tem incentivos a desinvestir (antes pelo contrário), nem a diminuir a qualidade do serviço, uma vez que não se apropriaria dos ganhos, ainda que no curto prazo, que daí pudessem advir.

Em conclusão, trata-se de um método onde a empresa regulada não corre riscos⁶⁵, mas onde também não se apropria de ganhos de eficiência que obtenha, pelo que não há incentivos ao aumento da eficiência. Por outro lado, de modo a evitar a sobreutilização do capital, bem como para determinar a taxa de rendibilidade, obriga a que o regulador tenha muita informação sobre a empresa regulada. Em 5.6.3 analisa-se, para o caso português, a aplicação desta forma de regulação.

5.5.2 REGULAÇÃO DIRECTA DOS PREÇOS

Como o próprio nome indica, neste método a regulação é exercida directamente sobre os preços, ou seja, o regulador estabelece um tecto máximo para os preços. Fixar os preços não significa determinar todos os preços, mas antes estabelecer um limite máximo a um índice de preços dos bens ou serviços prestados pelo monopolista privado. Este método ganhou notoriedade com a privatização da British Telecom, em 1982.

De um modo geral, o comportamento da empresa regulada seguirá o seguinte modelo (Santos, 1995):

Max π

Suj. a: $I(P) \leq P'$

em que:

π - lucro

$I(P)$ – índice de preços praticado pela empresa regulada

⁶⁵ Naturalmente corre riscos regulatórios, ou seja, de ver fixada uma taxa de rendibilidade demasiado baixa. Corre ainda o risco de, caso não seja eficiente, ser “castigada” no período regulatório seguinte, vendo a sua taxa de rentabilidade diminuir.

P' – índice de preços máximo estabelecido pelo regulador

Este método é muitas vezes apelidado de IPC-X, uma vez que tem sido habitual o regulador estabelecer como P' o índice de preços no consumidor (IPC) descontado de um factor, ganho de eficiência (X).

Deste modo, estão por definir ainda duas variáveis, o índice de preços praticado pela empresa regulada (I(P)) e o ganho de eficiência (X).

Para o índice de preços praticado pela empresa regulada (I(P)) pode optar-se por escolher uma opção exógena, nomeadamente ponderando pelas quantidades de cada bem/serviço, ou uma solução endógena⁶⁶, ponderando pelas receitas de cada bem/serviço.

Relativamente ao “X”, pode também optar-se por uma solução exógena, sendo o X determinado politicamente pelo regulador, ou por uma solução endógena, onde “X” é função do ganhos de eficiência da empresa.

Conjugando o descrito nos dois parágrafos anteriores, obtêm-se quatro tipos de regulação possíveis:

Figura 17 – “Price-cap” – fixação do índice de preços e do X

	X endógeno	X exógeno
I(P) exógeno	regulação distorcida pela produtividade	regulação política
I(P) endógeno	regulação duplamente distorcida	regulação distorcida pela receita

Excederia o âmbito deste trabalho a análise detalhada das quatro opções expressas. Destaca-se que na regulação denominada “política” não há distorção na utilização dos factores, ao contrário do que sucedia com o método AJ.

O “X” pode ser estabelecido recorrendo a exemplos de outras empresas reguladas, ou seja, por comparação (“benchmarking”), sendo neste caso exógeno. No entanto, a comparação não pode ser directa, sendo influenciada por diversos factores⁶⁷, pelo que se

⁶⁶ As receitas dependem das quantidades e do preço. O preço é endógeno porque é definido pela empresa.

⁶⁷ No sector eléctrico o desempenho das empresas pode depender de um conjunto de factores exógenos, tais como: densidade de consumos, morfologia do território, etc.

torna necessário avaliar a rendibilidade da empresa, colocando-se as dificuldades do método da taxa de rendibilidade.

Este método coloca o risco do lado da empresa regulada, sendo este risco “remunerado” com a possibilidade de esta se poder apropriar dos ganhos de eficiência superiores ao X, estabelecido pelo regulador. Há, deste modo, um incentivo ao aumento de eficiência. Como contrapartida, a empresa não terá incentivos a investir na melhoria da qualidade do serviço ou em acções de protecção ambiental.

Numa primeira aproximação, este tipo de regulação não é tão exigente em termos de informação como a taxa de rendibilidade, diminuindo os custos de regulação.

A aplicação ao caso português deste método encontra-se descrita em 5.6.4 e 5.6.5.

5.5.3 COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS

Depois de brevemente descritos os dois métodos, é natural que se coloquem as questões: qual escolher? Qual o melhor?

Naturalmente que a resposta não é simples. De seguida apresenta-se uma comparação crítica (Santos, 1995) (Beesley *et al*, 1989):

- O método IPC-X exige menos informação para a monitorização do método, logo custos de regulação inferiores;
- O método IPC-X, se do tipo “regulação política”, não cria uma distorção entre os factores de produção;
- O método IPC-X dá uma flexibilidade superior à empresa, não sendo garantida à empresa uma determinada taxa de rendibilidade ;
- O método taxa de rendibilidade evita que a empresa, na “ânsia do lucro”, desinvista, diminuindo a qualidade de serviço.

A escolha do método dependerá também de outros factores, tais como o conhecimento que o regulador tenha de determinado negócio, bem como de outras possíveis intervenções nesse negócio. Na análise do caso português serão apresentadas algumas das razões que podem justificar a escolha de determinado método para cada uma das actividades/negócios das empresas reguladas.

5.6. Regulação económica das diversas actividades

Nos pontos anteriores apresentaram-se as responsabilidades da ERSE em questões ambientais e na determinação das tarifas de energia eléctrica e outros serviços. Analisou-se, de modo sumário, o método para o estabelecimento das tarifas. Neste ponto, analisar-se-á com maior detalhe o tipo de regulação económica escolhido pela ERSE e o modo de cálculo do nível tarifário para cada actividade. Esta análise será relevante para o estudo efectuado no capítulo seguinte.

5.6.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

A entidade concessionária da RNT⁶⁸ efectua a função de comprador do SEP, contabilisticamente separada e denominada actividade de aquisição de energia eléctrica. Nos custos desta actividade incluem-se, nomeadamente, os custos com a aquisição de energia a produtores vinculados, não vinculados e em regime especial⁶⁹, custos de importação, encargos com contratos de interruptibilidade e o mecanismo de correcção da hidraulicidade.

Caixa 10 - Correcção de hidraulicidade

O sistema electroprodutor de Portugal Continental apresenta uma componente hídrica considerável. A este facto acresce o tipo de aproveitamentos existentes onde, na quase totalidade, só é possível uma gestão intra-anual das afluências. Deste modo, a produção hídrica, e consequentemente a térmica, dependem bastante das condições hidrológicas. Com os aproveitamentos actualmente em exploração, a produção hídrica pode, aproximadamente, variar entre 20 % e 40 % da produção total. Como exemplo temos o ano de 1997 em que a produção hídrica representou cerca de 43% do total (IPH=1,22) e 1999 em que já só representou cerca de 23% (IPH=0,68).

A variabilidade hidrológica, bem como a remuneração estabelecida nos contratos de aquisição de energia estabelecidos com os produtores, conduziriam a custos associados à actividade de aquisição de energia consideravelmente variáveis de ano para ano, em função da hidraulicidade. A consequência deste facto seria a variação dos preços aos

⁶⁸ Esta actividade está concessionada à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A..

⁶⁹ Custo de aquisição a produtores em regime especial deduzido do sobrecusto que, tal como se verá mais adiante, é incluído na actividade de gestão global do sistema.

clientes ou, caso não se permitisse esta variação, a alteração da rentabilidade das empresas.

Para evitar esta variação de custos foi criado um mecanismo de compensação inter-anual. Optou-se por não dar aos clientes um sinal, variação de preços, que fosse função da hidraulicidade.

O regime actualmente em vigor data de 1991. No entanto, já desde os anos 60 que têm vindo a existir mecanismos semelhantes. No mecanismo actual, foi criado um “fundo” sujeito a três tipos de movimentos:

- Aumento ou diminuição, consoante o ano é húmido ou seco. Neste caso, é calculado o diferencial entre o custo de produção do ano e o custo de produção num ano de hidraulicidade média;
- Encargos ou proveitos financeiros;
- Encargos ou proveitos necessários a manter o fundo a determinado nível mínimo ou máximo. Tal pode resultar de um conjunto de anos seguidos secos ou húmidos.

O valor considerado para o cálculo dos proveitos permitidos para a actividade de aquisição de energia eléctrica (CH) tem correspondência com estes movimentos.

Este “fundo” não se trata de um fundo financeiro, mas antes de uma conta de reservas, que é provisionada ou utilizada de acordo com o exposto.

Em 1999, ano seco ($IPH=0,68$), o saldo final deste mecanismo correspondia a 68 milhões de contos, tendo sido “utilizados” 12 milhões de contos na Tarifa de Energia e Potência, de modo a evitar que este custo se reflectisse nas tarifas aos clientes finais (ERSE, 2001a).

Legislação aplicável: Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro; Portaria n.º 166/97 e Portaria n.º 987/2000.

Tal como já referido, a ERSE ao elaborar regulamentação, nomeadamente o Regulamento Tarifário (RT), tem de respeitar o estabelecido nas normas habilitantes e ter em consideração outras restrições legais, nomeadamente diplomas de hierarquia superior ou normas expressamente salvaguardadas pelas normas habilitantes. Deste modo, há que realçar dois factos que condicionaram a escolha do tipo de regulação para esta actividade: o planeamento dos centros electroprodutores é efectuado pela Direcção Geral de Energia (DGE), sob proposta da entidade concessionária da RNT e aprovado pelo Ministro da Economia; existência de contratos de aquisição de energia (CAE) entre

os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT, tendo a ERSE que ter em consideração os custos daí resultantes.

Deste modo, optou-se por “passar” directamente para jusante os custos resultantes dos CAE ou da compra de energia a produtores não vinculados, via importação ou à produção em regime especial e a remunerar o activo relativo aos terrenos das centrais.

O correcto planeamento, bem como o estabelecimento de novos CAE ou a alteração dos existentes, assuntos sobre os quais a ERSE dá parecer, deverá evitar que os consumidores sejam penalizados por opções erradas de investimento.

Os CAE estabelecem a remuneração dos produtores, sendo esta composta por uma parcela fixa e uma parcela variável. A primeira é função da disponibilidade do produtor e deve remunerar o investimento efectuado. A parcela variável destina-se, essencialmente, a remunerar os custos variáveis, ou seja, essencialmente custos com combustível.

Os proveitos objectivo para a Tarifa de Energia e Potência, que recupera os custos associados à actividade de aquisição de energia conforme esquematizado na Figura 16 – Actividades e tarifas, são estabelecidos de acordo com o art.º 21º do RT:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^E = & (CAE_t - CAE_t^{UGS} + CH_t) + NVIMP_t + (RE_t - RE_t^{UGS}) + \\ & + Itr_t + Ter_t + OC_t^E - S_t^E - \Delta_{t-2}^E \end{aligned} \quad (t=1, \dots, n)$$

em que:

\tilde{R}_t^E	proveitos que a Tarifa de Energia e Potência deve proporcionar no ano t , em escudos
n	número de anos do período de regulação
CAE_t	custos decorrentes dos CAE no ano t , em escudos
CAE_t^{UGS}	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos
CH_t	Correcção de Hidraulicidade no ano t , em escudos

$NVIMP_t$	custos correspondentes a importações e aquisições de energia eléctrica a produtores não vinculados deduzidos dos proveitos de exportações e vendas, considerados para efeitos de regulação, no ano t , em escudos. Os ganhos conseguidos com a importação ou exportação são partilhados com os clientes. As perdas não podem ser repercutidas nos clientes (RT – art.º 21.º, n.º 4 e 7)
RE_t	custos com aquisição de energia a produtores em regime especial no ano t , em escudos
RE_t^{UGS}	custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos
Itr_t	encargos com contratos de interruptibilidade no ano t , em escudos
Ter_t	parcela associada a terrenos destinados à instalação de centrais no ano t , em escudos
OC_t^E	outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no ano t , em escudos
S_t^E	proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de aquisição de energia eléctrica que não resultam da aplicação da tarifa de Energia e Potência, no ano t , em escudos
Δ_{t-2}^E	ajustamento no ano t , dos proveitos da tarifa de Energia e Potência facturados no ano $t-2$, em escudos

5.6.2 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A entidade concessionária da RNT está também encarregue da actividade de gestão global do sistema. Associada a esta actividade encontra-se a tarifa de Uso Global do Sistema. Tal como para a actividade de aquisição de energia eléctrica, os custos são directamente “passados” para jusante, desde que aceites pela ERSE. Assim, de acordo com o art.º 23.º do RT, os proveitos permitidos para esta actividade são estabelecidos do seguinte modo:

$$\tilde{R}_t^{UGS} = GS_t + AC_t + GO_t + REG_t + POL_t + ARV_{t-2} - \Delta_{t-2}^{UGS}$$

$$(t=1,...,n)$$

em que:

\tilde{R}_t^{UGS}	proveitos a proporcionar pela tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos
n	número de anos do período de regulação
GS_t	custos associados à gestão do sistema no ano t , em escudos
AC_t	custos associados ao acerto de contas entre o SEP e o SENV no ano t , em escudos
GO_t	custos associados à gestão das relações comerciais entre o SEP e o SENV e entidades externas no ano t , em escudos
REG_t	custos com a ERSE no ano t , em escudos
POL_t	custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t , em escudos
ARV_{t-2}	ajustamento no ano t , decorrente da diminuição do volume de vendas no ano $t-2$ provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP, em escudos
Δ_{t-2}^{UGS}	ajustamento no ano t , dos proveitos da tarifa de Uso Global do Sistema facturados no ano $t-2$, em escudos

$$POL_t = RE_t^{UGS} + OPOL_t \quad (t=1,...,n)$$

em que:

RE_t^{UGS}	custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos
$OPOL_t$	outros custos decorrentes de medidas de política energética,

ambiental ou de interesse económico geral, no ano t , em escudos

Nesta tarifa é incluído o sobrecusto de aquisição aos produtores em regime especial (PRE)⁷⁰, de acordo com o analisado na “Caixa 9 - ERSE e produção em regime especial” (RE^{UGS}).

Nesta tarifa podem ainda ser incorporados outros custos de natureza ambiental (OPOL) que o regulador considere que devam ser distribuídos entre o sistema público e o sistema não vinculado, não sendo excluídos custos decorrentes de medidas de URE.

5.6.3 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Esta actividade é também desempenhada pela entidade concessionária da RNT, sendo os seus custos recuperados pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte. Conforme se pode verificar na fórmula estabelecida no RT para determinação dos proveitos objectivo desta tarifa, adoptou-se uma regulação por taxa de rendibilidade.

O planeamento da rede de transporte, efectuado pela entidade concessionária da RNT, é sujeito à aprovação da ERSE. Por outro lado, trata-se de uma actividade capital intensiva. Estes factores podem ajudar a entender a escolha de regulação por taxa de rendibilidade.

$$\tilde{R}_t^T = Am_t^T + OC_t^T + Act_t^T \times \frac{r_t^T}{100} - S_t^T - \Delta_{t-2}^T$$

$(t=1,...,n)$

em que:

\tilde{R}_t^T	proveitos que as tarifas de Uso da Rede de Transporte devem proporcionar para cobrir os custos no ano t , em escudos
n	número de anos do período de regulação
Am_t^T	amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de

⁷⁰ Os valores do sobrecusto considerados para o cálculo das tarifas de 1999, 2000 e 2001 foram, respectivamente, 1,6 milhões de contos, 1,4 milhões de contos e 3,7 milhões de contos.

	Energia Eléctrica no ano t , em escudos
OC_t^T	outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica no ano t , em escudos
Act_t^T	valor médio dos activos afectos ao transporte, líquido de amortizações e participações, no ano t , em escudos, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t
r_t^T	taxa de rendibilidade permitida para o valor dos activos afectos ao transporte no ano t , em percentagem
S_t^T	proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t , em escudos
Δ_{t-2}^T	ajustamento no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturados no ano $t-2$, em escudos

Uma vez que é aplicada uma taxa de rendibilidade aos activos afectos a esta actividade, a entidade concessionária da RNT tem interesse⁷¹ em efectuar investimentos que sejam aceites pela ERSE, nomeadamente os relativos à protecção do ambiente, onde se podem incluir medidas que melhorem a eficiência da rede de transporte, diminuindo as perdas.

5.6.4 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de distribuição de energia eléctrica, vulgarmente designada pelo “negócio dos fios”, é remunerada através das tarifas de Uso da Rede de Distribuição. Os proveitos objectivo para esta actividade são estabelecidos no RT pela seguinte fórmula:

$$\tilde{R}_t^D = F_t^D + \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^D \times E_{i,t}^D + \left(P_{p,t}^D \times (p_t^{D*} - p_t^D) / 100 \times E_t^D \right) + R_{amb,t} - \Delta_{t-2}^D$$

$(t=1, \dots, n)$

⁷¹ claro que este interesse depende da taxa fixada pela ERSE e das restantes oportunidades de investimento (sua remuneração e risco).

em que:

\tilde{R}_t^D	proveitos que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição devem proporcionar no ano t , em escudos
N	número de anos do período de regulação
F_t^D	componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no ano t , em escudos
i	nível de tensão ($i=1, 2$ ou 3 , respectivamente para AT, MT e BT)
$P_{i,t}^D$	componentes variáveis unitárias dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão i , no ano t , em escudos/kWh
$E_{i,t}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição no nível de tensão i a clientes vinculados e não vinculados, no ano t , em kWh
$P_{p,t}^D$	valorização das perdas na rede de distribuição no ano t , em escudos /kWh
p_t^{D*}	nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t , em percentagem ⁷²
p_t^D	nível de perdas no ano t , em percentagem
E_t^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição a clientes vinculados e não vinculados no ano t , em kWh
$R_{amb,t}$	proveitos permitidos para a recuperação dos custos incorridos na protecção do ambiente no ano t , em escudos
Δ_{t-2}^D	ajustamento no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano $t-2$, em escudos (inclui um mecanismo de partilha de lucros)

As componentes fixa e variável variam com IPC, de acordo com o RT, pelo que se verifica ser uma regulação do tipo directa dos preços (IPC-X), à qual está associada um

⁷² Fixado em 8,8% para o período de regulação 1999-2001.

mecanismo de incentivos à redução de perdas e um mecanismo de partilha de lucros (incluído no cálculo da variável Δ_{t-2}^D)⁷³.

Como se referiu em 5.5.2, neste tipo de regulação a empresa não tem incentivo à realização de investimentos. A este facto acresce que o planeamento da rede de distribuição não é sujeito a parecer da ERSE. Assim, de modo a evitar a diminuição da qualidade de serviço, a legislação previu a existência de um Regulamento da Qualidade de Serviço⁷⁴, tendo sido ainda criado pela ERSE um incentivo à diminuição de perdas, cujo reflexo em termos ambientais é evidente.

Em termos ambientais, é de destacar também a existência de um mecanismo (R_{amb}) que permite reflectir directamente em quem paga esta tarifa custos relacionados com a protecção do ambiente e que sejam aceites pelo regulador, não correndo a empresa riscos⁷⁵. Podem incluir-se neste parâmetro alguns dos custos associados a medidas de minimização do impacte ambiental referidas em 2.4, nomeadamente a escolha de traçados alternativos para as linhas, a utilização de cabos subterrâneos ou a instalação de dispositivos dissuasores para a avifauna. No primeiro período de regulação este parâmetro tomou sempre um valor nulo. Embora a análise desse facto exceda o âmbito do trabalho, parece aceitável que algumas das razões sejam semelhantes às apontadas em 5.6.5, relativamente à gestão da procura.

5.6.5 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Conforme visto em 5.4, à actividade de comercialização de energia eléctrica estão, essencialmente, associados os custos comerciais do sistema, bem como todos os restantes custos de montante resultantes das actividades já descritas. As tarifas de venda a clientes finais devem recuperar os custos desta actividade. É usual chamar-se à diferença entre os custos totais e os custos de montante a margem de comercialização.

⁷³ RT – art.º 36.º.

⁷⁴ Despacho n.º 12 917-A/2000, de 9 de Junho.

⁷⁵ Desde que os custos sejam aceites pelo regulador. Vulgarmente o regulador é avaliado, entre outros factores, pelo nível dos preços. Deste modo, a empresa corre o risco de ver um “X” mais exigente (obrigando a redução de custos na empresa) para compensar os custos aceites, nomeadamente, por questões ambientais.

Para esta margem foi escolhida uma regulação do tipo directa dos preços (IPC-X), associada a um mecanismo de partilha de lucros (RT – art.º 37.º):

$$\tilde{R}_t^C = \left(F_t^C + P_{NC,t}^C \times NC_t^C + P_{E,t}^C \times E_t^C \right) + R_{DSM,t} + \tilde{C}_t^C - \Delta_{t-2}^C$$

$$(t=1, \dots, n)$$

em que:

\tilde{R}_t^C	proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais no ano t , em escudos
n	número de anos do período de regulação
F_t^C	parcela fixa dos proveitos da comercialização no ano t , em escudos
$P_{NC,t}^C$	nível de proveitos por cliente final no ano t , em escudos por cliente
NC_t^C	número de clientes finais no final do ano t
$P_{E,t}^C$	nível de proveitos por unidade de energia eléctrica entregue no ano t , em escudos/kWh
E_t^C	energia eléctrica facturada no ano t , em kWh
$R_{DSM,t}$	proveitos autorizados para aplicação em projectos de gestão da procura no ano t , em escudos
\tilde{C}_t^C	componente de repercussão de custos a aplicar no ano t , em escudos
Δ_{t-2}^C	ajustamento no ano t , dos proveitos resultantes da venda a clientes finais no ano $t-2$, em escudos (inclui mecanismo de partilha de lucros)

De notar que a ERSE não fixa um índice de preços para esta actividade (denominado em 5.5.2 por I(P) – índice de preços praticado pelo monopolista). No entanto, determinou que para esta actividade a empresa monopolista podia “ganhar” uma determinada quantidade por cada cliente (\$/cliente) e outra quantidade por cada unidade de energia vendida (\$/kWh). Estes valores foram estabelecidos tendo em conta custos e quantidades anteriores ao início do primeiro período de regulação (até 1998).

Resumindo, embora a ERSE não tenha estabelecido um índice de preços (I(P)), determinou ponderadores para a actividade.

Como analisado em 5.5.2, com este tipo de regulação a empresa apropria-se de todos os ganhos que obtenha. Para evitar este efeito, foi estabelecido o mecanismo de partilha de lucros, levando a que, se for excedido o patamar estabelecido para a partilha de lucros no ano t , a empresa seja obrigada a partilhar parte dos lucros com os clientes, através das tarifas do ano $t+2$. Deste modo, o incentivo é vender sempre mais energia, não existindo qualquer sinal que incentive medidas de URE. Para minimizar este efeito, a ERSE permite repercutir directamente nos clientes finais os custos afectos a projectos de gestão da procura (R_{DSM}). As regras de selecção destes projectos não foram ainda estabelecidas pela ERSE. Podem ser exemplos deste tipo de projectos algumas das medidas de apoio analisadas em 4.3 (campanhas de sensibilização, programas de substituição de equipamentos, campanhas de demonstração, etc.).

No primeiro período de regulação o parâmetro R_{DSM} foi sempre nulo. De acordo com o que tem sido afirmado em diversas reuniões públicas, a EDP Distribuição não apresentou qualquer proposta à ERSE de custos a incluir neste parâmetro. Entre outras possíveis razões que possam justificar este facto, apontam-se as seguintes:

- A ERSE não ter estabelecido regras explícitas relativamente aos custos que poderiam ser aceites, ou seja elegíveis, (Baía *et al*, 2000), o que pode ter levado a EDP Distribuição a temer que os custos não fossem aceites. De realçar que a EDP – Electricidade de Portugal, S.A. promove um prémio relativo a questões de utilização racional de energia desde 1990, cujos custos pareceriam aceitáveis para este parâmetro. Possivelmente na mesma situação estaria a organização da conferência internacional da UIE – União Internacional para as Aplicações da Electricidade, que decorreu em Lisboa de 1 a 4 de Novembro de 2000, e onde se debateram diversas questões relacionadas com a URE na procura;
- A ERSE poderia ter tido uma postura mais “proactiva”, fixando um valor para este parâmetro *a priori*. Caso não aparecessem projectos que justificassem a aceitação de custos, esse montante seria considerado dois anos depois no factor de ajustamento Δ_{t-2}^C ;
- A questão de DSM é um assunto “menor” perante as outras variáveis em discussão, por envolver montantes muito menores. É assim natural que os esforços das

empresas se concentrem noutras questões. É necessário ter sempre presente que a regulação independente, embora exista desde 1997, ainda está numa fase de aprendizagem, tanto por parte do regulador, como por parte das empresas.

Caixa 11 - Prémio EDP

Desde 1990 que a EDP – Electricidade de Portugal, S.A. tem vindo a promover o Prémio EDP, galardão destinado a dar relevo a bons exemplos de utilização racional de energia eléctrica na indústria. Tendo uma periodicidade tri-anual, realizaram-se as edições de 1990, 1993, 1996 e 1999.

Podem candidatar-se a este prémio as indústrias que considerem ter exemplos de boas práticas. Que boas práticas são estas? As principais medidas implementadas pelas empresas vão desde a adequação da alimentação, melhorando os postos de transformação e rede eléctrica, à gestão e controlo centralizado e automático dos consumos, bem como pela utilização de equipamentos mais eficientes (motores, compressores, iluminação, etc.) (EDP, sem data). Existem duas categorias de empresas, sendo atribuídos prémios a ambas, consoante o número de colaboradores é inferior ou superior a cem. De destacar ainda que o número de candidaturas tem vindo a aumentar significativamente (35 candidatas em 1990 e 88 em 1996).

Cada edição do prémio leva cerca de dois anos, desde a preparação até à fase de divulgação dos premiados. Nestes dois anos é envolvido um considerável número de pessoas, nomeadamente nas visitas realizadas às instalações candidatas e na avaliação dos projectos. O júri tem sido constituído por representantes das principais instituições do sector eléctrico e universitárias.

Tal como já referido, este prémio pretende divulgar boas práticas. Mas, qual será a motivação das empresas candidatas? Para além do prémio monetário, somente significativo no caso de pequenas empresas, a principal motivação parece ser o prestígio que a atribuição do Prémio pode trazer.

A UNIPEDE tem também vindo a promover um prémio a nível internacional, semelhante ao Prémio EDP, denominado UNIPEDE eta Award, cuja última ocorreu em 2000. Os vencedores nacionais do Prémio EDP têm vindo a candidatar-se a este prémio internacional. De destacar que em 1997 foi atribuída uma menção honrosa aos Estaleiros Navais de Viana do Castelo, S.A. e que em 2000 a Atlantis – Cristais de Alcobaça, S.A. foi a vencedora na categoria 2.

A UNIPEDE/EURELECTRIC encontra-se de momento a debater o futuro do prémio, cuja próxima edição deverá ocorrer a 2003. Entre outros assuntos, equaciona-se o alargamento do público alvo, nomeadamente a outros sectores económicos para além da indústria.

Mais informação em: (EDP, sem data), (UNIPEDE, sem data), (EDP, 1999a), (EDP, 1999b) e (Honório, 1997).

6. DSM E TARIFAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

No capítulo 4 foi já discutida a necessidade de apoiar as políticas de DSM, apesar de na maioria das situações as medidas de URE ao nível da procura representarem ganhos económicos para os clientes. Tal deve-se a problemas de informação, não só externos mas também internos às organizações, e às diferenças de comportamento entre a oferta e a procura, nomeadamente em termos de dimensão e organização dos agentes. A situação está longe da concorrência perfeita, justificando-se uma intervenção reguladora no mercado. Em 4.3 analisaram-se as ferramentas mais habituais para resolver os problemas acima identificados, podendo utilizar-se, nomeadamente, campanhas de informação, campanhas de substituição de equipamentos, regulamentação de mínimos de eficiência ou uma intervenção nos preços.

A intervenção no mercado, através dos meios e ferramentas discutidas em 4.3, necessita de financiamento, ou seja, são necessários fundos para a aplicação desses meios ou ferramentas. Conforme discutido em 4.4, o financiamento pode vir do Orçamento do Estado, do preço dos equipamentos ou do preço da energia. Não sendo formas exclusivas, as duas últimas permitem dar um sinal mais directo aos consumidores no sentido de alterarem o seu comportamento e terem um padrão de consumo diferente.

Neste capítulo discute-se o financiamento de acções no âmbito das políticas de DSM através das tarifas de energia eléctrica. Analisam-se as possíveis actuações do regulador, o desenho de um potencial esquema para financiamento de gestão da procura e o impacte nos preços pagos pelos clientes, para o caso de Portugal Continental.

6.1. Papel do regulador

A opção por recolher dos clientes finais de electricidade os fundos para DSM tem a vantagem de permitir dar um sinal aos clientes, tal como referido. Poder-se-ia questionar, porque não recolher mais a montante, ao nível do uso de redes? Para além de se diluir o referido sinal, existe o risco de que os agentes intermédios (entre a oferta e a procura - comercializadores) façam uma subsidiação cruzada entre os clientes.

6.1.1 COLECTOR E GESTOR DE UM FUNDO

Em Portugal a ERSE é responsável pela fixação e publicação das tarifas de energia eléctrica, nomeadamente as tarifas de venda a clientes finais do SEP. É assim um agente privilegiado para a gestão do mecanismo que se vai propor. Noutros países europeus,

como a Itália ou a Espanha, o regulador é responsável pela apresentação de uma proposta de tarifas, competindo ao Governo a respectiva aprovação.

Será que num mercado mais concorrencial se fixarão as tarifas de venda a clientes finais? Veja-se o caso de Portugal Continental. Num cenário em que exista um número significativo de clientes não vinculados⁷⁶, qual o racional que sustenta a determinação de uma estrutura tarifária para os clientes do SEP (da EDP Distribuição, S.A., na maioria dos casos), quando aos clientes não vinculados pode ser oferecida outra estrutura? Qual a razão para não permitir que a EDP Distribuição, S.A. ofereça outra estrutura com o objectivo de manter o seu cliente?

É de esperar que num mercado mais liberalizado a regulação se centre nas actividades de monopólio natural, ou seja, as redes. A produção e a comercialização serão, progressivamente, sujeitas a um menor “nível” de regulação. A ERSE não regula a relação entre os clientes não vinculados e os seus fornecedores (produtor não vinculado ou importação).

Será que este desenvolvimento invalida a possibilidade de continuar a recolher fundos nos clientes finais para gestão da procura? Não. Admitindo que os clientes finais estabelecem uma relação comercial com um comercializador, relação esta pouco regulada, é sempre possível exigir que o comercializador cobre um determinado montante ao cliente para o fundo DSM.

Já se concluiu que a ERSE, por ser responsável pela fixação das tarifas e pelas consequências que daí advêm, é um agente privilegiado no esquema de financiamento, criando condições para a promoção da gestão da procura. Pode agora colocar-se nova questão. Será que o regulador pode, para além do referido, actuar noutras áreas com o mesmo objectivo?

6.1.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Enquanto estabelecer as tarifas para os clientes finais, numa fase de transição para um mercado mais concorrencial, a ERSE continua a poder utilizar o preço como ferramenta

⁷⁶ A partir de Janeiro de 2001 serão elegíveis todos os clientes em MT ou nível de tensão superior. É expectável que num futuro próximo a legislação seja alterada e que determinados clientes em baixa tensão sejam também elegíveis, nomeadamente para dar cumprimento a futuras obrigações europeias em termos de abertura de mercado.

para induzir comportamentos nos clientes finais. A definição da estrutura tarifária tem seguido a teoria marginalista, nomeadamente a regra de Ramsey-Boiteux, em que os preços são “afastados” dos custos marginais em função das elasticidades, de modo a gerar um volume de receitas que cubra os custos. Embora com dificuldades de informação, nomeadamente ao nível das elasticidades, há já alguns anos que os preços da electricidade têm por base os custos marginais, posteriormente escalados para obter determinado nível de receita. Esta prática é bastante anterior à criação da ERSE.

6.1.3 INFORMAÇÃO

A ERSE pode ainda ter um papel activo na área da informação. Como visto em 4.1.1, as dificuldades de informação são um dos obstáculos ao DSM. Neste campo, pode a ERSE assegurar que a informação existe e que é disponibilizada aos agentes certos.

A ERSE estabeleceu recentemente⁷⁷ que todos os clientes em MT ou tensão superior deverão dispor de equipamentos de medição por telecontagem. Este é um método de permitir que todos os clientes possam ter acesso ao seu diagrama de carga⁷⁸. O diagrama de carga é uma peça importante para a auditoria energética que, em muitos casos, precede a instalação de medidas de utilização racional de energia, em especial no sector industrial.

Embora as responsabilidades pela análise e divulgação sobre a utilização da energia (usos, eficiência, etc.) caia essencialmente sobre uma entidade tipo agência para a energia⁷⁹, nada invalida que o regulador, sempre que possível, divulgue informação deste género, tal como tem vindo a ser prática da ERSE.

⁷⁷ Revisão do Regulamento de Relações Comerciais, publicado em 1 de Setembro de 2001.

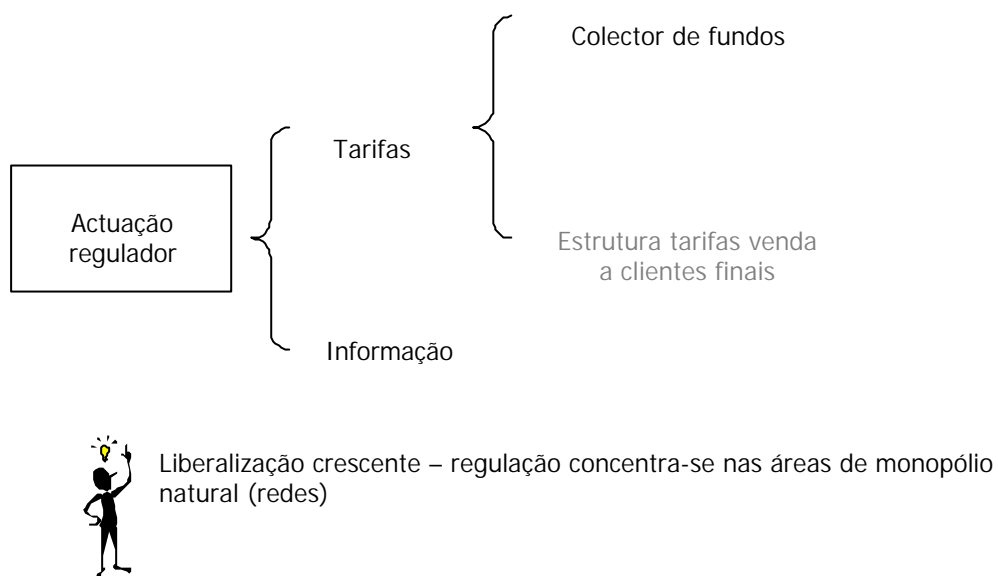
⁷⁸ A telecontagem é o método mais “barato” de conseguir guardar uma quantidade muito grande de informação sobre cada cliente. Outra opção seria ter uma capacidade de armazenamento local muito elevada ou fazer uma recolha da informação armazenada com uma frequência muito elevada. Hoje pode-se recorrer a comunicações via GSM, evitando a instalação de uma linha telefónica fixa, sendo a informação transmitida no período nocturno, em que o preço da comunicação é mais baixo.

⁷⁹ O Programa E4 previa a alteração da missão, âmbito e atribuições da AGENE, de forma a conferir-lhe maior capacidade de intervenção na promoção, a nível nacional, da eficiência energética e da valorização dos recursos endógenos (Ministério da Economia, 2001). Posteriormente, foi publicado o Decreto-Lei n.º 314/2001, de 10 de Dezembro, que operou a mudança anunciada, criando a ADENE – Agência para a Energia.

6.1.4 SÍNTESE

Na figura seguinte sintetiza-se a possível actuação do regulador na criação de condições para a promoção da gestão da procura.

Figura 18 – Actuação do regulador na promoção da gestão da procura



6.2. Custos ociosos e DSM

A implementação de medidas de utilização racional de energia ao nível da procura leva a que o consumo de energia de determinadas actividades diminua. A consequência pode ser a diminuição do consumo total ou o abrandamento no crescimento.

A diminuição do consumo, ou o abrandamento do crescimento, poderia conduzir à existência de custos ociosos. Actualmente não se coloca este problema porque não existe sobre capacidade e porque qualquer medida para redução dos consumos não tem um efeito imediato. Em 5.1 discutiu-se a análise de sensibilidade DSM efectuada para o Plano de Expansão em vigor e verificou-se que somente se verificava o “adiamento” da entrada em serviço de um futuro terceiro grupo gerador.

Com a actual estrutura do sector, eventuais custos ociosos no SEP seriam pagos pelos clientes do SEP, uma vez que existem contratos de longo prazo estabelecidos entre os produtores e a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. onde os custos fixos são remunerados (desde que o centro electroprodutor esteja disponível).

No que respeita à produção não vinculada, que é o caso da futura central do Carregado, os eventuais custos ociosos seriam suportados pela própria empresa produtora, que os faria recair sobre os accionistas, diminuindo a rentabilidade, ou sobre os clientes, aumentando o preço de venda.

6.3. Esquema de financiamento para DSM

Neste ponto propõem-se um esquema de financiamento para medidas de gestão da procura, sendo os fundos recolhidos através das tarifas de energia eléctrica.

Resumidamente, há que responder às seguintes questões:

- Quem paga?
- Onde é cobrado?
- Quem cobra?
- Quem gere os fundos recolhidos?
- Quem pode utilizar os fundos recolhidos?

Comecemos por responder em primeiro lugar às duas últimas questões. Os fundos recolhidos, sendo recolhidos através de uma mecanismo que seria desenvolvido pela ERSE, seriam geridos pela própria ERSE. Neste caso, seria a ERSE a avaliar o mérito dos programas de quem se candidatassem a receber dinheiro deste fundo. Será o regulador, mais particularmente a ERSE, a entidade certa para este tipo de função? Trata-se de um trabalho técnico que parece fugir às normais atribuições da ERSE, cujo principal papel é a regulação económica. Deste modo, sugere-se que, a exemplo do que sucede no Reino Unido, a gestão do fundo e a selecção dos projectos⁸⁰ candidatos seja atribuída a outra entidade, sendo esta obrigada a reportar à ERSE, justificando as opções tomadas e informando em que tipo de programas o fundo é utilizado, qual o sucesso das acções, o custo por unidade energia poupada, etc. No Reino Unido, função semelhante é desempenhada pelo Energy Saving Trust, uma instituição constituída pelo Estado e pelas principais empresas de energia. Em Portugal, o mais semelhante seria a AGENE –

⁸⁰ Projectos de instalação subsidiada de tecnologias ou de implementação de práticas mais eficientes. Ser subsidiado não quer dizer pago na totalidade. O cliente, que colhe benefícios próprios, deve também pagar por isso. A dificuldade está em estabelecer o montante mínimo de subsídio que garanta o sucesso dos programas.

Agência para a Energia⁸¹. Qualquer que seja a entidade, há que garantir baixos custos administrativos. Poder-se-ia pensar que a EDP Distribuição ou a REN poderiam também desempenhar esta função. No entanto, para além da dificuldade que a EDP Distribuição teria em gerir dois interesses aparentemente distintos (vender mais e DSM⁸²), é provável que os clientes tivessem dificuldades em distinguir as duas funções. Outra solução seria entregar esta função a uma universidade⁸³ ou institutos a elas ligados.

A outra questão que se tinha proposto responder desde já é “quem pode utilizar os fundos recolhidos?”. É frequentemente apontado que os fornecedores de electricidade são os agentes melhor posicionados para oferecer serviços de energia, entre os quais se incluem medidas de URE. Tal deve-se a terem um contacto comercial já estabelecido com o cliente (nome, morada, etc.) e a conhecerem o seu perfil de consumo. Claro que poderiam ainda existir outras empresas que, depois de devidamente acreditadas⁸⁴, também poderiam desempenhar um papel neste âmbito, nomeadamente as empresas de consultoria em engenharia.

Resumidamente, o esquema proposto toma a seguinte forma⁸⁵:

⁸¹ Seria também responsável pelo levantamento do potencial “de poupança” em cada sector, bem como pela enumeração das eventuais acções possíveis, facilitando assim o surgimento de bons projectos.

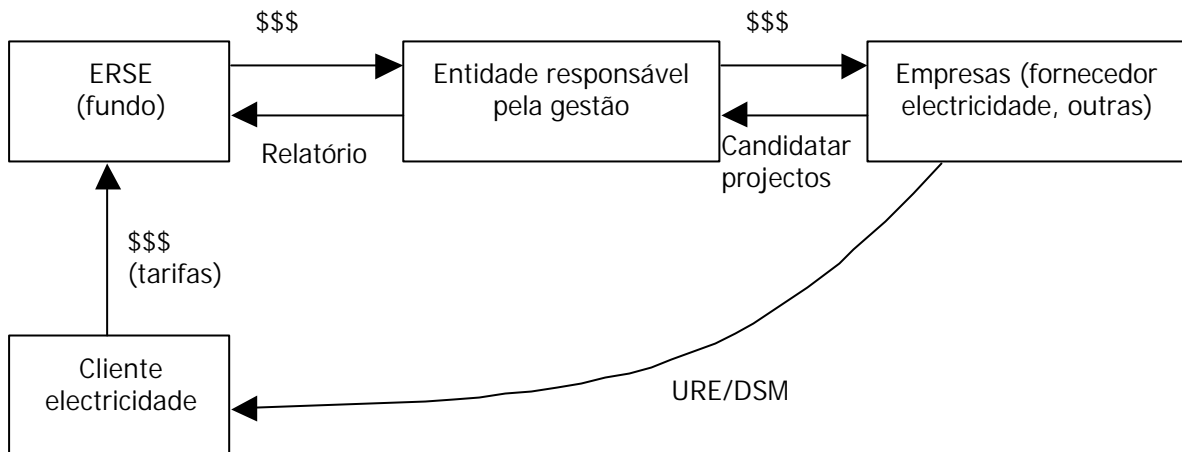
⁸² É certo que os serviços de energia (consultoria em engenharia, auditorias energéticas, aconselhamento tarifário, aconselhamento em questões de qualidade de serviço, outras formas de energia – multiutilities, etc.) são muitas vezes apontados como forma de fidelizar o cliente. No entanto, no ambiente de “curto prazo” em que hoje se movem as empresas, é questionável se só este incentivo será suficiente para dinamizar o DSM. Talvez o benefício da dúvida deva ser dado ao DSM, por razões ambientais, e encontrar soluções mais atractivas que dinamizem decididamente a gestão da procura.

⁸³ Muitas das medidas de DSM passam por evoluções tecnológicas, pelo que as faculdades podem encontrar-se numa posição privilegiada.

⁸⁴ Tarefa que ficaria também a cargo da entidade gestora do fundo e responsável pela selecção dos projectos.

⁸⁵ Não sendo possível a utilização da definição de “consumidor” presente na Lei dos Serviços Públicos Essenciais, a ERSE utiliza a designação “cliente” como a pessoa que detém um contrato com um fornecedor ou é utilizador da rede. Deste modo, na figura surge “cliente” e não “consumidor”.

Figura 19 – Esquema de financiamento DSM



É natural que uma solução deste género levante questões jurídicas, nomeadamente no que respeita à possibilidade da ERSE criar um fundo deste género. Poder-se-ia equacionar a hipótese de um fundo deste género existir na contabilidade da EDP Distribuição, ou da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.. Qualquer solução teria de ser desenvolvida em conjunto com o Governo, nomeadamente com o Ministério da Economia.

Ainda antes de responder às questões seguintes, mais uma palavra para os custos administrativos. É certo que a criação de um esquema destes e a sua manutenção acarreta custos administrativos, os quais devem ser suportados pelos fundos gerados pelo próprio mecanismo. No entanto, caso a entidade responsável pela gestão do fundo e selecção dos projectos desempenhe outras funções, por exemplo na área das energias renováveis, há que distribuir os custos administrativos, na medida do possível, por todas as funções.

Estando já definido o esquema base do mecanismo em estudo, estão ainda por responder as três primeiras questões: quem paga? onde é cobrado? quem cobra?

Começemos pelas que, dentro do âmbito deste trabalho, apresentam menor dificuldade, sendo a primeira deixada para ser tratada num ponto específico.

A “taxa DSM”⁸⁶ é cobrada na factura de energia eléctrica, havendo que distinguir, para os clientes não vinculados, entre a factura da energia propriamente dita (kWh) e a factura do uso da rede e uso global do sistema. Com o actual enquadramento jurídico, e uma vez que a relação entre o cliente não vinculado e o seu fornecedor não é regulada, a “taxa DSM” teria de figurar na factura de uso da rede ou de UGS. Foi já anunciado publicamente por responsáveis do Ministério da Economia que é expectável a revisão, a curto prazo, da legislação do sector eléctrico, sendo também expectável que venha a ser criada a figura de comercializador. Esta nova figura, existente noutros países, terá um papel de intermediação, facturando a totalidade ao cliente (energia + usos de rede + UGS) e pagando posteriormente o devido aos “donos” da rede e ao gestor do sistema. Deste modo, sugere-se que a “taxa DSM” seja facturada pelo potencial comercializador ou, no caso dos clientes do SEP, pelo distribuidor vinculado.

6.3.1 QUEM PAGA?

Existe um conjunto de princípios que devem balizar a resposta a esta questão:

- Quem paga deve poder ser o público alvo das medidas de utilização racional de energia que financiou, evitando-se, dentro do possível, a subsidiação cruzada entre sectores;
- Deve ser evitada uma dupla internalização. O mecanismo aqui proposto deve compatibilizar-se com outros que venham a surgir noutros âmbitos, nomeadamente na sequência do Protocolo de Quioto. Caso venham a ser implementadas taxas de CO₂, ou criados mercados de emissões (que têm por base determinados tectos de emissão), os sectores abrangidos devem ter um tratamento distinto dos não abrangidos, no que respeita a DSM.

Outra questão que deve ser respondida *a priori* é se se pretende abranger somente os clientes do SEP ou incluir também os clientes não vinculados. Não parece haver razão para que estes não sejam incluídos, até porque com a liberalização crescente em curso cada vez serão mais os clientes não vinculados.

⁸⁶ Embora se tenha presente que o termo *taxa* tem um significado específico no ordenamento jurídico nacional, utilizar-se-á o termo “taxa DSM” para referenciar o montante pago por um cliente destinado ao incentivo de medidas de gestão da procura.

O cumprimento dos dois princípios acima referidos obriga à distinção entre os diversos sectores, naturalmente alvos distintos⁸⁷ para campanhas ou programas DSM. A dificuldade de caracterizar a utilização dada à electricidade⁸⁸ não permite actualmente distinguir com rigor os diversos sectores. Deste modo, a melhor aproximação que se parece conseguir é pelos níveis de tensão e, eventualmente, pela potência contratada (no caso de clientes em BT, embora esta já seja uma “zona” de estrutura tarifária para clientes finais).

Tal como visto em 5.6, os custos aceites para o cálculo das tarifas encontram-se agrupados por actividades. Onde incorporar este novo custo? São possíveis duas soluções: incorporar numa das actividades; criar uma nova “actividade” para o DSM.

No quadro seguinte apresentam-se as diversas actividades e a possibilidade de facturar ao SEP ou SENV e as variáveis de facturação (cujas importâncias serão analisadas adiante)⁸⁹.

Quadro 4 - Inclusão da “taxa DSM” nas actividades existentes

Actividade	SEP	SENV	Parcela fixa	\$/kW	\$/kWh	Nível tensão
Aquisição de Energia Eléctrica	x			x	x	
Uso Global do Sistema	x	x			x	
Uso Rede de Transporte	x	x		x ⁽¹⁾		MAT, AT
Uso da Rede de Distribuição	x	x		x ⁽¹⁾		AT, MT, BT ⁽²⁾
Venda a clientes Finais	x		x	x	x	MAT, AT, MT, BT

(1) – Na quase totalidade dos casos corresponde à potência média nas horas de ponta

(2) – Para BT não é publicada, mas é calculada

⁸⁷ Enquanto no sector doméstico tem todo o sentido uma campanha que tenha como objectivo a utilização de uma iluminação mais eficiente, no sector industrial já terá mais sentido uma campanha para utilização, por exemplo, de compressores mais eficientes.

⁸⁸ A EDP Distribuição conhece a actividade económica dos seus clientes. No entanto, não sabe, por exemplo, que tipo de processo produtivo é utilizado, nem com que eficiência. Não parece razoável que se peça que tal informação figure na base de dados de uma empresa fornecedora.

⁸⁹ A recente revisão dos regulamentos adoptou uma nova variável de facturação para o uso das redes, sendo agora considerada, em acréscimo, a potência contratada.

Conforme se verifica, de modo a abranger o SEP e o SENV e a poder distinguir por níveis de tensão, ter-se-ia que escolher a Actividade de Uso da Rede de Distribuição. De acordo com o descrito em 5.6.5, na regulação actual os eventuais custos com DSM seriam considerados na Venda a Clientes Finais, sendo excluídos os clientes não vinculados. Na altura não existiam clientes não vinculados e não se previa uma evolução muito rápida⁹⁰.

A outra hipótese seria tratar a “taxa DSM” como uma actividade separada. Naturalmente não seriam necessárias as obrigações contabilísticas impostas para as restantes actividades. Na verdade, seria mais uma linha na factura. Este método têm a vantagem de tornar mais transparente para o cliente “o que está a pagar”⁹¹.

6.3.2 PAGAR EM FUNÇÃO DE QUÊ?

Talvez mais importante do que a discussão de “onde é incluído o custo”, seja a decisão relativa à variável de facturação. Será que esta taxa deve ser função da energia consumida? Deverá ser função da potência? Que potência? Deverá ser um valor fixo por cliente? A discussão deste assunto ocupa os próximos parágrafos.

No essencial, são possíveis três opções (Almeida *et al*, 2000):

- Encargo volumétrico físico - \$/kWh ou \$/kW. A definição de potência (potência média? potência média nas horas de ponta? potência tomada? etc.) é uma tarefa normalmente efectuada quando se define uma estrutura tarifária, o que se torna mais complexo em mercado liberalizado;
- Encargo volumétrico económico – percentagem da factura mensal;
- Encargo uniforme - \$/mês ou \$/ano.

O principal objectivo de um mecanismo destes é internalizar os custos ambientais associados ao consumo de energia eléctrica. Nesta lógica, parece ser mais racional o encargo em função das unidades físicas consumidas, as quais estão mais directamente

⁹⁰ O primeiro estatuto de cliente não vinculado foi atribuído em final de Novembro de 1999, tendo o primeiro cliente a começar a laborar no SENV (comprar recorrendo a um contrato bilateral físico) em Abril de 2000. No final de Agosto de 2001, tinham sido atribuídos quarenta estatutos de cliente não vinculado.

⁹¹ Havendo ainda a necessidade adicional de explicar melhor aos clientes o que é DSM.

associadas aos impactes ambientais, nomeadamente emissões atmosféricas (Almeida *et al*, 2000). Apesar disso, no Reino Unido é aplicado um encargo uniforme a cada cliente. O encargo volumétrico económico tem a vantagem de ter em consideração a utilização da potência e o tipo de diagrama, factores que, em princípio, fazem variar a factura e que apresentam alguma relação com os impactes ambientais associados. No entanto, em ambiente liberalizado, a factura depende de muitos outros factores que são livremente negociados entre as partes, podendo, no extremo, ser diferentes para todos os clientes, pelo que esta solução não se afigura como apropriada para um sector com um grau de liberalização elevado.

Atendendo às conclusões do parágrafo anterior, no ponto 6.5, será feita uma análise em termos de impacte nos clientes finais das seguintes hipóteses - \$/kWh e \$/cliente.

6.4. Outras questões

Ainda antes de se iniciar a análise de carácter mais “prático” no ponto seguinte, considera-se importante discutir dois assuntos.

Tal como referido em 4, as políticas de DSM devem ser vistas numa óptica alargada, ou seja, seria preferível que tivessem em conta o sector energético e não só o sector eléctrico. A implementação de um mecanismo como o referido no ponto anterior não deveria levar a alterações no comportamento dos clientes que possam, em termos de eficiência energética, não ser as correctas (por exemplo, a substituição do gás pela electricidade). Este é um exemplo em que se verifica que a regulação do sector eléctrico e do sector do gás devem ser coordenadas. Na maioria dos países europeus a regulação deste dois sectores é efectuada por uma só entidade. A análise que é efectuada no ponto seguinte seria enriquecida caso fosse possível efectuá-la incluindo o sector da gás, o que, porém, excederia o âmbito do trabalho e se debateria com significativas dificuldades de informação.

A outra questão prende-se com a produção própria para autoconsumo, na maioria dos casos, cogeneradores. Será que a energia eléctrica produzida por um cogenerador que é consumida pelo próprio deveria pagar também “taxa DSM”? É certo que a produção por cogeração tem uma eficiência global elevada⁹², pelo que induz menores impactes

⁹² Medida como o quociente entre a soma da energia térmica e eléctrica e a energia térmica resultante da queima de um determinado combustível. O rendimento é especialmente elevado se comparado com a

ambientais. Também é certo que a energia eléctrica vendida ao SEP é por isso premiada. Não sendo a energia eléctrica autoconsumida premiada, parece ser uma boa solução, tendo em conta a elevada eficiência do processo, isentar esta energia eléctrica consumida de pagamento da “taxa DSM”.

6.5. Impacte nos preços dos clientes

Neste ponto analisar-se-á a influência nos preços dos clientes resultante da aplicação da “taxa DSM”, sendo dada especial atenção à análise comparativa entre diferentes tipos de clientes. Para este efeito, a principal variável de análise será o preço médio. Há então que responder à questão, preço médio de que clientes?

Os clientes distinguem-se, sendo o preço médio também distinto (para uma estrutura tarifária determinada), pelo diagrama de consumo e utilização da potência⁹³. Deste modo, optou-se por utilizar para esta parte prática os clientes tipo definidos pela EURELECTRIC⁹⁴, normalmente utilizados para estudos de comparação tarifária. Utilizar-se-ão os clientes tipo domésticos, mostrando-se mais adiante que as conclusões para outro tipo de clientes, nomeadamente os industriais⁹⁵, são no mesmo sentido.

É certo que, como referido, se está a admitir uma determinada estrutura tarifária, o que poderá ser contraditório com o concluído em 6.1, em que se referiu que a definição da estrutura tarifária, com a existência de comercializadores que escolhem a estrutura a aplicar aos seus clientes, assume um papel mais fraco. No entanto, e como se verá adiante, para que se possa analisar um determinado caso prático, há que pressupor uma estrutura, tendo neste trabalho, ao utilizar os preços médios actuais, adoptado a estrutura

solução “tradicional” para obter a mesma energia final, ou seja, a compra à rede de energia eléctrica e a utilização de uma caldeira ou compressor para a produção da energia térmica (frio/calor).

⁹³ Utilização da potência traduz a relação entre a potência média e a potência contratada. A utilização da potência é mais elevada se o diagrama de carga se aproximar de um rectângulo.

⁹⁴ Associação dos industriais do sector eléctrico. A actual associação resultou da fusão, em Dezembro de 1999, da então EURELECTRIC com a UNIPEDE – União Internacional dos produtores e Distribuidores de Electricidade. Há quem associe uma vertente mais política à EURELECTRIC e uma vertente mais técnica à UNIPEDE, muito reflectida nos diversos relatórios técnicos resultantes de grupos de trabalho (<http://www.unipede.eurelectric.org>).

⁹⁵ A EURELECTRIC só define clientes tipo domésticos e industriais.

actual. A estrutura tarifária normalmente utilizada na maioria dos países tem como consequência preços médios mais baixos para os clientes com um consumo superior⁹⁶.

No quadro seguinte apresentam-se as características dos consumidores domésticos tipo, de acordo com o definido pela EURELECTRIC.

Quadro 5 - Consumidores domésticos tipo

	Da	Db	Dc	Dd	De
Consumo anual diurno (kWh)	600	1 200	2 200	5 000	5 000
Consumo anual nocturno (kWh)	0	0	1 300	2 500	15 000
Consumo anual (kWh)	600	1 200	3 500	7 500	20 000
Classe consumo (kWh)	< 1000	[1 000, 2 000]	[2 001, 5 000]	[5 001, 10 000]	> 10 000
Potência (kW)	≤ 1,5	[3, 4]	[4, 7]	[6, 9[≥ 9
Equipamento indicativo	Iluminação Radio, TV Electrodomésticos vários	Da + M. louça ou M. roupa	Da + M. louça + M. roupa + Termoacumulador	Da + M. louça + M. roupa + Termoacumulador + Fogão eléctrico	Dd + Aquecimento eléctrico com acumulação
Alojamento	2 divisões e cozinha 50 m ²	3 divisões e cozinha 70 m ²	4 divisões e cozinha 90 m ²	5 divisões e cozinha 120 m ²	5 divisões e cozinha, em habitação unifamiliar 120 m ²

Fonte: (Eurelectric, 2001)

No quadro seguinte apresenta-se a representatividade dos consumidores tipo para Portugal, em termos do total do consumo doméstico e do total de clientes domésticos. É ainda apresentado o preço médio para cada consumidor, bem como para o conjunto de consumidores, calculado como a média ponderada pela estrutura de consumos.

⁹⁶ O preço normalmente não depende do consumo, ou seja, as tarifas não são degressivas. No entanto, os grandes consumidores tendem a ter uma parte mais significativa do seu consumo em horas de vazio, estão ligados a níveis de tensão superiores e apresentam uma utilização da potência mais elevada o que, na maioria das situações, conduz a preços mais baixos.

Quadro 6 – Representatividade dos consumidores domésticos tipo em Portugal

Consumidor tipo	Consumo anual (kWh)		N.º clientes	Consumo Classe (kWh)	% total consumo	% total clientes	Preço médio (PTE/kWh)
	Diurno	Nocturno					
Da	600	0	1.437.627	571002000	5,9	33,2	24,38
Db	1200	0	1.078.220	1664616000	17,2	24,9	28,09
Dc	2200	1300	1.467.938	4558338000	47,1	33,9	24,04
Dd	5000	2500	290.123	1945278000	20,1	6,7	21,35
De	5000	15000	56.293	938766000	9,7	1,3	15,64
Média	2768	2570	4.330.201	9678000000	100	100	23,40

Fonte: (EUROELECTRIC, 2001)

Em 6.3.1 elencaram-se as várias hipóteses para variável de facturação da “taxa DSM”, tendo-se justificado as hipóteses a analisar nesta parte prática, \$/kWh e \$/cliente.

6.5.1 ESQUEMA \$/CLIENTE

Neste tipo de esquema é cobrado a todos os clientes um determinado montante anual ou mensal, que não depende do seu consumo. Tal como referido, a análise é feita tendo por base os preços médios “antes” e “depois” de aplicada a “taxa DSM”. Deste modo:

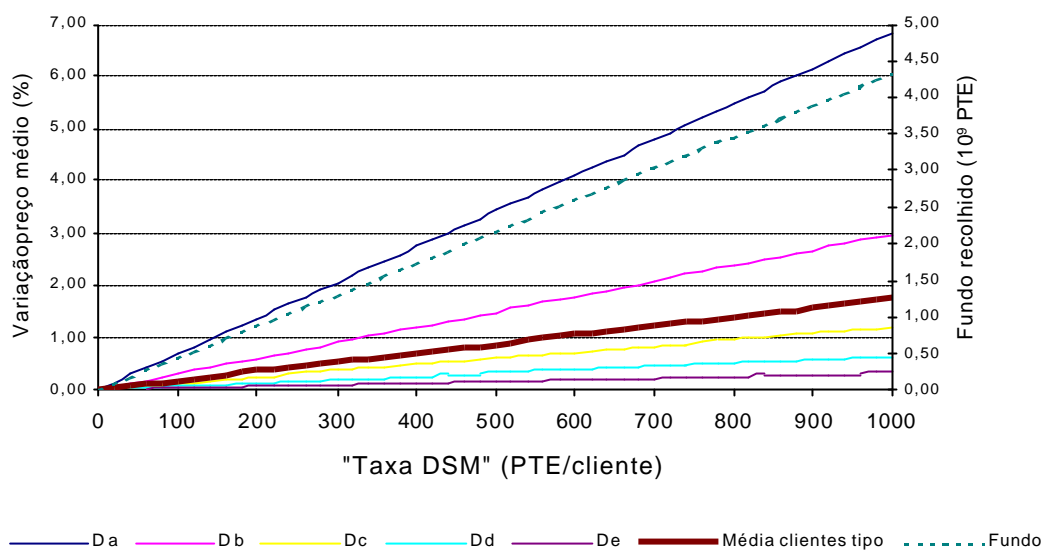
$$\bar{P}_{\text{cliente tipo } i \text{ c/ DSM}} = \frac{\bar{P}_{\text{cliente tipo } i \text{ s/ DSM}} \times C_{\text{cliente tipo } i} + \text{"taxa"}}{C_{\text{cliente tipo } i}}$$

\bar{P} - Preço médio
 C - Consumo

O preço médio do conjunto dos clientes tipo, com e sem DSM, é calculado como a média ponderada pela estrutura de consumos, que se considera a mesma para ambas as situações.

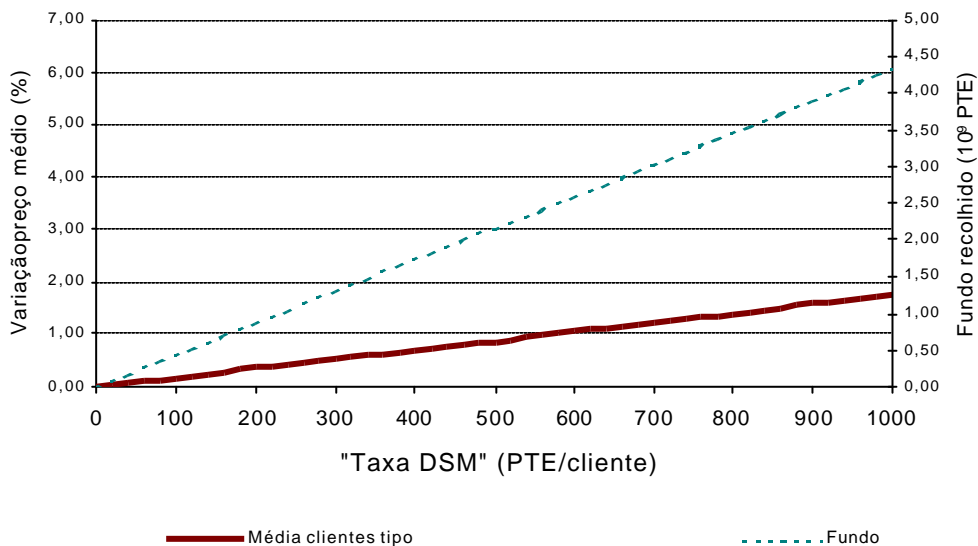
No gráfico seguinte representa-se a variação do preço médio dos consumidores tipo devida à “taxa DSM”, para vários níveis da mesma “taxa”, bem como o fundo recolhido que resulta da aplicação desta taxa.

Figura 20 – Variação do preço médio e fundo recolhido, com esquema \$/cliente



Para melhor visualização, o gráfico seguinte é igual ao anterior, estando só representado o preço médio do conjunto e o fundo recolhido.

Figura 21 – Variação preço médio conjunto e fundo recolhido com esquema \$/cliente



Verifica-se que, para uma determinada “taxa”, conforme se “caminha” dos consumidores tipo Da para o De a variação do preço médio é inferior. Facilmente se compreende que uma taxa fixa é mais facilmente “diluída”, tendo uma influência menor no preço médio, nos consumidores com um consumo anual superior.

Para as tarifas de 2001, a ERSE considerou que o sobrecusto devido à produção em regime especial, considerado na actividade de uso global do sistema, seria de cerca de 3,67 milhões de contos. Admitindo que se pretendia recolher um fundo com a mesma dimensão, pode ler-se no gráfico anterior que o preço médio do conjunto dos consumidores tipo variaria cerca de 1,6%, sendo a “taxa” cobrada de cerca de 850 PTE/cliente.

6.5.2 ESQUEMA \$/kWh

Neste esquema é cobrado a todos os clientes um determinado montante por cada kWh consumido. O preço médio resultante da aplicação da “taxa” é calculado do seguinte modo:

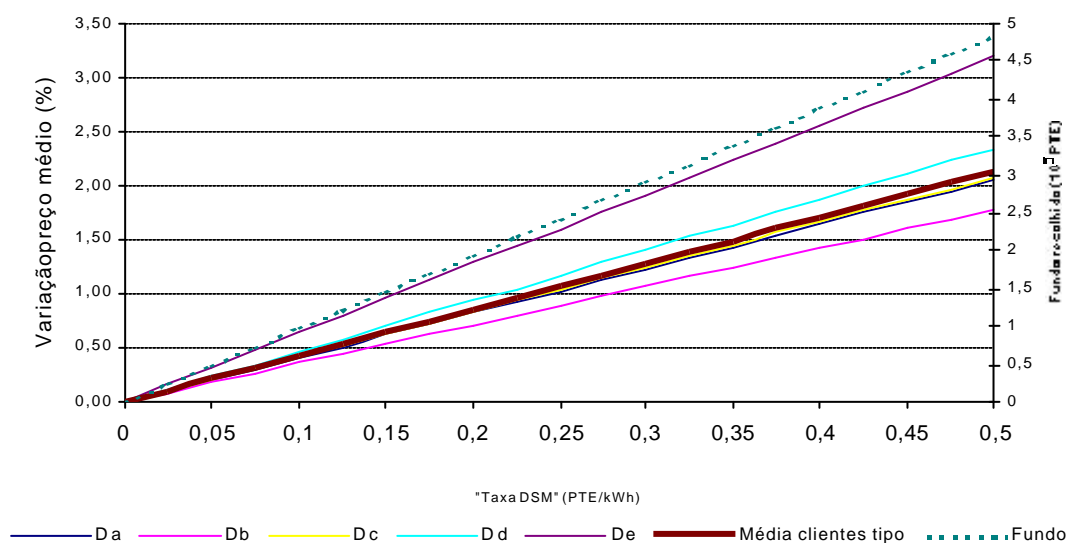
$$\bar{P}_{\text{clientetipo i c/ DSM}} = \bar{P}_{\text{clientetipo i s/ DSM}} + \text{"taxa"}$$

\bar{P} - Preço médio

Tal como em 6.5.1, o preço médio do conjunto resulta da média ponderada pela estrutura de consumos sem a “taxa DSM”.

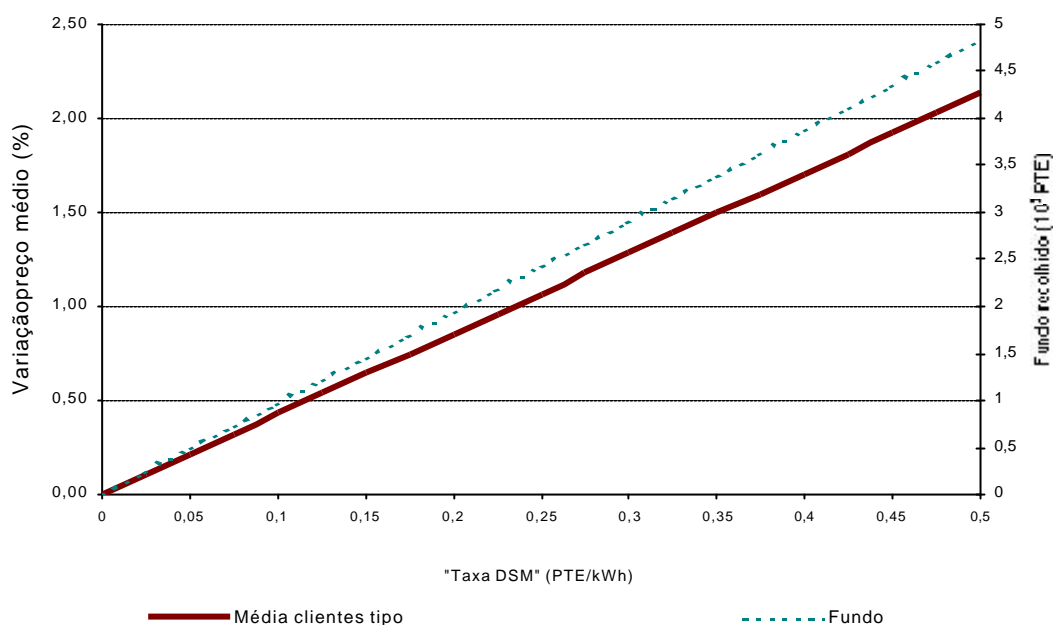
No gráfico seguinte representa-se a variação do preço médio dos consumidores tipo devida à “taxa DSM”, para vários níveis da mesma “taxa”, bem como o fundo recolhido que resulta da aplicação desta taxa.

Figura 22 – Variação do preço médio e fundo recolhido, com esquema \$/kWh



O gráfico seguinte é igual ao anterior, representando somente a variação do preço médio do conjunto e o fundo recolhido.

Figura 23 – Variação do preço médio conjunto e fundo recolhido, com esquema \$/kWh



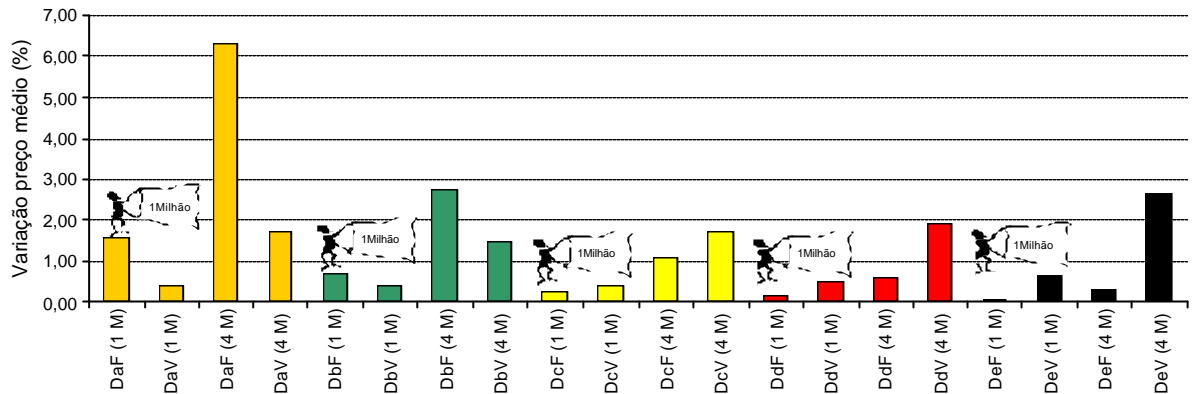
A conclusão é contrária à do esquema \$/cliente, sendo a variação do preço médio superior para os consumidores com um consumo anual superior. Tal sucede porque os consumidores com consumo superior têm um preço médio mais baixo.

Repetindo o exercício efectuado para o outro esquema, se se pretender recolher um fundo de 3,67 milhões de contos, igual ao sobrecusto da produção em regime especial para as taifas de 2001, obtém-se uma variação do preço médio de cerca de 1,6%, naturalmente igual à já obtida com o outro esquema, sendo cobrado cerca de 0,38 PTE/kWh.

6.5.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS DOIS MECANISMOS

O gráfico seguinte representa a variação no preço médio para ambas as soluções (\$/cliente e \$/kWh), para dois níveis de fundo (1 e 4 milhões de contos). O boneco indica a hipótese 1 milhão de contos. A letra “F” indica a solução \$/cliente e a letra “V” a solução \$/kWh.

Figura 24 – Comparação entre \$/cliente e \$/kWh



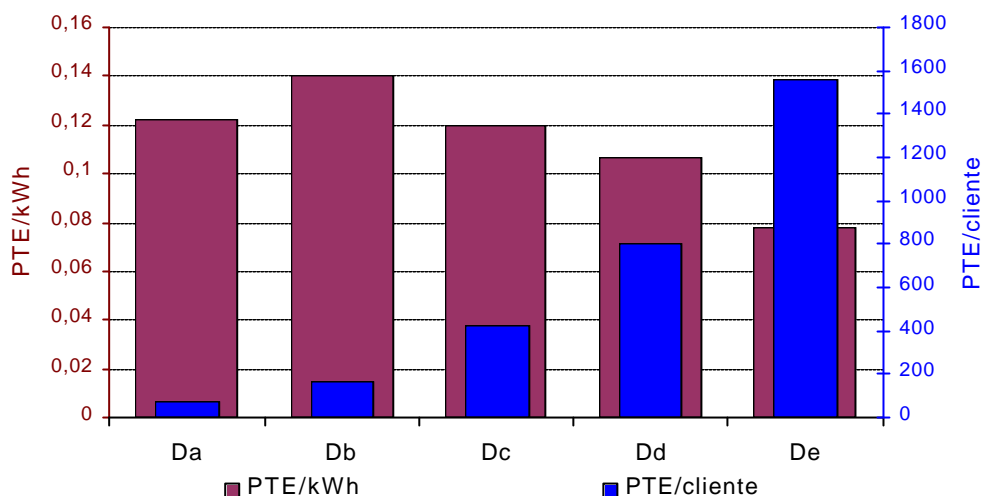
O gráfico confirma as conclusões já conhecidas, ou seja, que a solução \$/cliente penaliza os clientes com consumo menor, quando comparados com os clientes com consumo superior, sucedendo o contrário para a solução \$/kWh. Esta diferença entre as duas soluções é, em termos absolutos, ampliada quando o valor do fundo é superior.

6.5.4 PREÇO MÉDIO CONSTANTE

Neste ponto, analisa-se uma hipótese diferente, admitindo-se que se pretendia uma variação do preço médio, resultante da “taxa DSM”, igual para todos os clientes tipo. Considerou-se que se pretendia uma variação de 0,5% no preço médio e calculou-se qual seria a “taxa”, para ambas as hipóteses, a aplicar a cada consumidor tipo. Obtém-se um fundo de 1,13 milhões de contos.

O gráfico seguinte apresenta a “taxa” calculada.

Figura 25 – Variação do preço médio igual para todos os consumidores tipo



As conclusões são, naturalmente, as mesmas. Na hipótese \$/kWh há que diminuir a taxa para os clientes com consumo superior, sucedendo o contrário na hipótese \$/cliente. De notar a mudança de comportamento para o cliente Db, na hipótese, \$/kWh. Tal sucede porque o preço médio do Db, conforme se viu no quadro 6, é superior ao preço médio do Da e Dc, efeito da estrutura tarifária⁹⁷.

6.5.5 OUTROS CLIENTES NÃO DOMÉSTICOS

A principal distinção, para além do nível de consumo, entre os clientes domésticos e outros tipos de clientes, nomeadamente industriais e serviços, coloca-se na distribuição horária dos consumos e na utilização da potência, ou seja, características que dependem da estrutura tarifária. Assim, pode concluir-se que o sentido das conclusões relativas aos clientes domésticos se mantém para outro tipo de clientes, podendo é a sua dimensão ser diferente.

A EURELECTRIC também define consumidores tipo para o sector industrial, representando-se no quadro seguinte as gamas de variação de consumo anual para os consumidores tipo industrial e doméstico.

⁹⁷ Uma vez que não existia o escalão de potência 2,3 kVA, os clientes do tipo Db estavam no escalão 3,45 kVA, assumindo o encargo fixo um peso superior na factura, relativamente aos outros clientes tipo.

Quadro 7 – Gama de consumos dos consumidores tipo industrial e doméstico

	Consumo anual (kWh)		Max/Min
	Consumidor com consumo menor	Consumidor com consumo maior	
Doméstico	600	20 000	33,3
Industrial	$0,16 \times 10^6$	70×10^6	437,5

Fonte: (EURELECTRIC, 2001)

Verifica-se que a gama dos industriais é bastante mais ampla, pelo que é de esperar que as conclusões relativas aos dois esquemas analisados (\$/cliente e \$/kWh) sejam amplificadas.

6.6. Síntese

Neste capítulo analisou-se um esquema de financiamento de políticas de DSM onde o regulador promove a angariação de um fundo, devendo atentar à distribuição do esforço de contribuição para o fundo pelos diversos clientes.

Foram testadas duas soluções para a variável de facturação da “taxa DSM”, \$/cliente e \$/kWh, tendo a análise sido feita em termos de preços médios de clientes tipo. No quadro seguinte representam-se as principais conclusões encontradas.

Quadro 8 – Síntese da análise comparativa \$/cliente e \$/kWh

	\$/cliente	\$/kWh
Cliente consumo <	☹	☺
Cliente consumo >	☺	☹

Verifica-se que ambas as soluções apresentam vantagens e desvantagens. Sendo o objectivo internalizar impactes ambientais, também é possível concluir que ambas as variáveis (cliente e kWh) têm relação com os impactes ambientais provocados pelo cliente, ou seja, os impactes existem tanto pelo cliente existir, como pela quantidade de energia consumida pelo cliente. Perante estas conclusões ser-se-ia tentado a encontrar uma solução mista, porque se afiguraria como mais justa. No entanto, e na busca de soluções mais simples⁹⁸, considera-se que a melhor opção é escolher o factor

⁹⁸ Menores custos administrativos, mais fácil de explicar aos clientes, etc.

dominante, \$/kWh, uma vez que os impactes ambientais apresentam uma relação mais forte com o número de unidades consumidas do que com a existência do cliente.

7. CONCLUSÕES

As questões ambientais são hoje das principais preocupações nas sociedades ocidentais. Assumem já um carácter transversal, atravessando, em menor ou maior grau, as políticas sectoriais. Naturalmente que a política energética, e mais especificamente a vertente eléctrica, não podem ser excepção. Para além de muitos outros impactes ambientais de âmbito geográfico mais restrito, o sector eléctrico português é hoje responsável por cerca de 50% das emissões de SO₂ e 20% das emissões de NO_x, ambos responsáveis pelo fenómeno da acidificação, bem como por cerca de 30% das emissões de CO₂, o principal gás de efeito de estufa. No actual cenário de crescimento económico estima-se um aumento das emissões de gases de efeito de estufa de 46%, relativamente a 1990 (CEEETA *et al*, 2001), superior aos 27% permitidos para Portugal, o que não tornaria possível o cumprimento do Protocolo de Quioto.

Os impactes ambientais associados ao sector eléctrico enquadram-se no capítulo das externalidades da teoria económica. Mais não são do que custos suportados pela sociedade que resultam da relação produtor/consumidor. Há então espaço e racionalidade económica para uma intervenção do Estado ou de um regulador. Esta intervenção também tem custos que devem ser inferiores aos benefícios resultantes da intervenção, caso contrário não há racionalidade económica.

A intervenção acima referida pode ser efectuada por diversas entidades e tomar várias formas. Neste trabalho não se analisou este tema. Tão somente se discutiu qual pode ser o papel do regulador do sector eléctrico nesta área, necessário desde logo dada a estrutura de monopólio natural de algumas das actividades do sector. Conclui-se que o regulador deve ter em consideração as restrições ambientais impostas por outros, tais como tectos de emissões atmosféricas ou restrições a traçados de linhas, e deve ainda, na sua regulação específica, dar sinais aos agentes que induzam comportamentos que conduzam a uma melhoria do desempenho ambiental do sector.

Que comportamentos ou medidas são estas? São vários os caminhos e não é necessário escolher um só. Antes pelo contrário. Devem conjugar-se tanto as medidas do lado da procura, como as medidas do lado da oferta, assim como as de “fim de linha” com as de “montante” ou redução na fonte. Há espaço para incentivar a implementação das melhores técnicas disponíveis, para a produção recorrendo a fontes menos poluentes (como as renováveis) e, acima de tudo, para tornar os sistemas mais eficientes.

Poucas dúvidas podem restar de que, em termos ambientais, a melhor solução é evitar o desperdício, ou seja, diminuir os consumos energéticos, mantendo constante o nível de

saída, tornando os sistemas energeticamente menos intensivos. É certo que nem sempre isto é verdade. Somente com uma análise de ciclo de vida, que tenha em consideração os impactes ambientais em todo o ciclo do produto ou sistema, ou seja, “desde o berço à cova”, é possível ter uma visão mais correcta. No entanto, tratam-se de estudos complexos e sempre sujeitos a um elevado conjunto de pressupostos.

No sector energético, esta actuação no lado da procura denomina-se gestão da procura. Conclui-se ainda no trabalho que apesar de o consumidor ter benefícios económicos com este tipo de medidas, não se trata de práticas habituais. Será que o consumidor não “conhece” a teoria económica relativa ao consumidor, será que não se comporta racionalmente? Verificou-se que existe um conjunto de factores, esses sim não considerados no modelo mais simples da teoria clássica do consumidor, que explicam o relativo insucesso do DSM. Tratam-se de problemas de informação, internos à empresa, não se comportando como um todo, mas sim como a soma de outros agentes com interesses distintos, tendo sido dado o exemplo dos diversos departamentos de uma indústria, aos quais se junta a falta de informação sobre DSM. A par da informação, há uma questão de “prioridades”, uma vez que se para a oferta a “prioridade” é vender energia, para a procura a “prioridade” não é de todo comprar energia, mas sim exercer uma determinada actividade económica ou, no consumidor doméstico, atingir determinado nível de conforto. Deve ainda ser referida a diferença de dimensão entre a oferta e a procura. A procura é mais vasta e mais diversificada. Será o comportamento de um consumidor doméstico português igual ao comportamento de um consumidor dinamarquês? Este poderia ser um tema de discussão na área das ciências sociais.

A resposta à última questão colocada seria justificação suficiente para mostrar que as medidas para incentivo à gestão da procura não possam ser também iguais. Analisaram-se os seguintes tipos de medidas: campanhas de informação – para que os agentes estejam mais informados, conheçam bons exemplos, e considerem nas suas escolhas a questão da eficiência energética; rotulagem – sendo a eficiência uma característica pouco “visível” num equipamento, serve este tipo de medidas para mostrar ao consumidor que tipo de equipamento está a adquirir; regulamentação de mínimos de eficiência – não permitir que determinados equipamentos ou instalações tenham um desempenho energético abaixo de um determinado patamar; promoção de campanhas de instalação – podem ser de diversos tipos e promovidas por vários agentes; intervenção nos preços – da própria energia ou dos equipamentos; desenvolvimento tecnológico na busca de técnicas mais eficientes. Para implementação de qualquer destes tipos de medidas são necessários meios financeiros.

O principal objectivo do trabalho foi procurar pistas que possam ser seguidas pelo regulador do sector eléctrico para uma promoção mais activa da gestão da procura. Qualquer esquema de incentivos tem de perceber o comportamento dos agentes, nomeadamente da oferta. Será que as empresas fornecedoras de electricidade ganham alguma coisa com DSM? E as empresas detentoras da rede? E as empresas produtoras? É esta nova realidade que distingue o conceito de gestão da procura de hoje do que foi quando o sector era um monopólio verticalmente integrado. É nesta realidade que o regulador tem de agir.

O comportamento das empresas é ditado pelo próprio mercado e pela regulação. Mesmo com uma regulação muito “engenhosa”, é difícil contornar a seguinte questão: a empresa fornecedora, o comercializador, tem como principal objectivo maximizar o seu lucro, o que acontece se maximizar as suas vendas. Justifica-se que o regulador tenha uma intervenção específica para este tipo de questões.

O regulador é um agente privilegiado para angariar fundos através das tarifas de energia eléctrica. Não só porque estabelece preços a aplicar a grandes quantidades (kWh) e muitos clientes, ou seja, “cada um paga pouco”, mas também porque sabe quem “paga o quê”. Para o caso nacional, propôs-se um esquema de financiamento em que todos os clientes contribuiriam para um fundo DSM, sendo este fundo utilizado por empresas que apresentem programas para a instalação de medidas que melhorem o padrão (incluindo o nível) de consumo da procura. Advogou-se ainda que o fundo não deveria ser gerido pela ERSE, mas sim por outra entidade mais vocacionada para o efeito, melhor conhecedora dos aspectos específicos ligados ao DSM, tal como acontece no Reino Unido com o Energy Saving Trust. Claro que há que ter em atenção os custos administrativos associados a esta função. A ERSE teria de saber qual o montante necessário para o fundo e para que seria utilizado o fundo, de modo a que quem contribui para o fundo seja quem com ele pode beneficiar, evitando-se subsidiação cruzada entre os clientes.

Deverá cada cliente contribuir em função de quê? Foram analisadas duas soluções: em função do consumo (kWh) e encargo fixo. Foram desde logo rejeitadas soluções que dependessem da estrutura tarifária, uma vez que se considerou que, num mercado mais liberalizado, a estrutura tarifária não será igual para todos os clientes. Foi também rejeitada a solução de cobrar um encargo sobre o total da factura, uma vez que o valor da factura depende de um conjunto de factores que não são iguais para todos os clientes, assumindo as componentes negociadas maior relevância num mercado mais

concorrencial, não sendo até desejável, por questões de confidencialidade, que a factura seja conhecida.

A solução adoptada tem influência no modo como o esforço para contribuir para o fundo é distribuído pelos clientes. Concluiu-se que a solução \$/kWh favorece clientes com consumos menores, sucedendo o contrário na solução \$/cliente.

Se se observar o que tem sucedido no sector das energias renováveis, verifica-se que a energia eólica e a mini-hídrica têm tido um desenvolvimento muito superior ao verificado, por exemplo, no solar térmico. Talvez esta diferença se deva a que as primeiras são “oferta”, ou seja, são empresas especialistas cuja actividade principal é essa. O solar térmico está do lado da procura, onde a actividade principal não é a energética. Concluiu-se no trabalho que uma possível maneira de incentivar a gestão da procura é torná-la oferta, ou seja, criar condições para que empresas especialistas, e cujo lucro daí dependa, se dirijam à “procura” e vendam soluções mais eficientes. Por outro lado, havendo alguma concorrência há também um sinal para que a eficiência aumente.

Muito ficou por fazer. A gestão da procura não deve ser limitada a um sector. Deve antes ter uma visão mais alargada, onde necessariamente o sector do gás é complementar/concorrencial do sector eléctrico. O esquema proposto para financiamento pode ser alargado ao gás, tal como acontece em Inglaterra, devendo a análise estender-se dos clientes de electricidade aos clientes do gás e à maneira como o esforço de contribuição para o fundo seria distribuído entre os clientes de ambos os sectores. Mais ambicioso ainda seria alargar mais o âmbito, possivelmente a outros combustíveis fósseis.

Embora seja certo que o alargamento de um esquema de financiamento como o proposto a mais sectores é uma tarefa complexa, assumindo a figura de taxa, é necessário que ao nível das políticas haja coordenação entre sectores, até para evitar problemas de concorrência entre sectores.

Ainda dentro do esquema proposto, fica por analisar a utilização do fundo, ou seja, qual o montante necessário para uma determinada medida e qual o sucesso, medido em termos de energia “poupada”, obtido.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Almeida, A. Traça de Lopes, A. Cristina e Carvalho, Anabela (2000), *DSM em ambientes competitivos*, Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade de Coimbra, Abril de 2000, Coimbra

Antunes, Paula *et al* (2000), *Estudo sobre sector eléctrico e ambiente – 1º Relatório: impactes ambientais do sector eléctrico*, Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente do Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Dezembro 2000

Averch, H. e Johnson, L. (1962), *Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*, American Economic Review, Dezembro 1962

Baía, Maria L. Cabral, Pedro H. e Almeida, A. Traça (2000), *An approach for a feasible DSM implementation for Portugal*, in *Conference UIE 2000 – Proceedings of the international conference*, Novembro de 2000

Beesley, M e Littlechild, S (1989), *The Regulation of Privatized Monopolies in the UK*, *Rand Journal of Economics*, Autumm 1989, pp 454-472

Boucinha, Júlia M. (1995), *Cenário de evolução da procura de electricidade em Portugal Continental* in *Para onde vai a economia Portuguesa*, 1 e 2 Junho de 1995, Lisboa

Canas, Ângela *et al* (2000), *Grandes Desafios, ambiente* in *A Engenharia e a Tecnologia ao Serviço do Desenvolvimento de Portugal – Prospectiva e Estratégia 2000-2020*, Editora Verbo

Canotilho, José G. (coordenação) *et al* (1998), *Introdução ao Direito do Ambiente*, Universidade aberta, Lisboa

CEEETA *et al* (2001), *PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas – Documento de Apoio às mesas redondas sectoriais visando a preparação do PNAC – Informação geral*, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e Ambiente, Direcção Geral do Ambiente e Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 24-26 Setembro

CEEETA *et al* (2001a), *PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas – Documento de Apoio às mesas redondas sectoriais visando a preparação do PNAC – Informação sectorial Energia*, Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e Ambiente, Direcção Geral do Ambiente e Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 24-26 Setembro

Cengel, Yunus A. e Boles, Michael A. (1989), *Thermodynamics: an engineering approach*, McGraw-Hill International Editions

Chello, Dario (2001), *Promotion renewable sources of energy and energy efficiency in Italy: a system closer to the market in Right of access to energy, environmental protection and opening of the electricity and gas markets – Belgian Presidency of the UE*, 27 e 28 de Setembro de 2001, Bruxelas

CNE (1991), *Propuesta de informe resumen de los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las grandes empresas distribuidoras – borrador*, Comisión Nacional de Energía, 18/04/2001

Comissão Europeia (1999), *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho – Mercado Único e Ambiente COM(1999) 247 final*, Dezembro de 2000, Bruxelas

Comissão Europeia (2000), *Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Parlamento Europeu, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões – Plano de acção para melhorar a eficiência energética na Comunidade Europeia COM(2000) 247 final*, Dezembro de 2000, Bruxelas

Comissão Europeia (2000a), *Comunicação da Comissão – Acções de investigação e desenvolvimento tecnológico na união Europeia - Relatório anual 2000 - COM(2000) 842 final*, Dezembro de 2000, Bruxelas

Comissão Europeia (2001), *Enquadramento comunitário dos auxílios estatais a favor do ambiente*, 2001/C 37/03

Comissão Europeia (2001a), *Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu – Realização do mercado interno da energia COM(2001)125final*, Março de 2001, Bruxelas

Costa, Pedro Domingues, Sandra e Ung, Arnaldo (1997), *Avaliação Técnico-Económica de Fontes de Energia Descentralizadas - Remuneração da Energia e de Alguns Serviços Prestados*, Instituto Superior Técnico, Setembro de 1997

Costa, Pedro (1999), *Tarifas de Energia Eléctrica e Ambiente*, trabalho realizado para a cadeira Economia da Energia – MEPEA/ISEG, Dezembro de 1999

Cruz, Luís Braga da (2001), *Intervenção de Sua Excelência o Ministro da Economia – Sessão Pública de Tomada de Posse do Director-Geral*, Ministério da Economia, 27 de Julho de 2001

Department of Trade and Industry (2000), *The social Effects of Energy Liberalisation – The UK Experience – Launching a Common European Energy Market – Lisbon 5/6 June 2000*, Department of Trade and Industry, 9 May 2000

DG Energia (2000), *Energy in Europe 1999 – Annual Energy Review (special issue – January 2000)*, European Commission (Directorate-General for energy)

DGA (2000), *Portuguese Report on greenhouse Gas Inventory, 1990-98*, Direcção Geral do Ambiente, Lisboa

Dias de Deus, Jorge (2001), *Desenvolvimento, Energia e Ambiente*, Diário de Notícias, de 13 de Janeiro de 2001

EDP (1997), *Meio Século de História Um Horizonte de Projectos*, EDP - Electricidade de Portugal, S.A. e CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A., 1997

EDP (1998), *Relatório e Contas 98*, EDP – Electricidade de Portugal, S.A.

EDP (1999), *Relatório de Ambiente 1997*, EDP - Electricidade de Portugal, S.A., Lisboa

EDP (1999a), *Prémio EDP 1999 – Vencedores Nacionais*, EDP – Electricidade de Portugal, S.A., 1999

EDP (1999b), *Prémio EDP 1999 – Premiados*, EDP – Electricidade de Portugal, S.A., 1999

EDP (2000), *A Nossa Energia*, EDP Distribuição Energia, S.A.

- EDP (2000a), *Relatório e Contas 2000*, EDP – Electricidade de Portugal, S.A.
- EDP (2001), Os primeiros grandes aproveitamentos hidroeléctricos Castelo do Bode e Venda Nova, EDP - Electricidade de Portugal, S.A.
- EDP (sem data), *Prémio Grupo EDP*, EDP – Electricidade de Portugal, S.A.
- EEA (1995), *Europe's Environment – The Dobrás Assessment*, European Environmental Agency
- Eikeland, O. Per (1998), *Electricity market liberalisation and environmental performance: Norway and the UK*, Energy Policy, Vol. 26, N.º 12, pp. 917-927, Elsevier Science Ltd.
- EPA (2001), *Energy star – the symbol for energy efficiency*, Environmental Protection Agency, 2001 (<http://www.epa.gov/energystar>)
- ERSE (1998), *Identificação de normas ambientais nacionais e europeias relevantes para o sector eléctrico*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
- ERSE (1999), *Parecer da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico sobre o Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público*, Direcção Geral de Energia, Novembro de 1999
- ERSE (1999a), *Preços da Energia em Portugal Continental*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, 1999
- ERSE (2000), *Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2001 – Portugal Continental*, Entidade Reguladora Do Sector Eléctrico, Dezembro de 2000 (<http://www.erse.pt>)
- ERSE (2001), *Inquérito de qualidade de serviço – consumidores industriais*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Fevereiro de 2001 (<http://www.erse.pt>)
- ERSE (2001a), *Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico – Documento de Discussão*, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, 12 de Fevereiro de 2001 (<http://www.erse.pt>)
- EST (2000), *Recommendations on the Energy Efficiency Standards of Performance for the Electricity and Gas Suppliers in England, Walles and Scotland (2000-2002)*, Energy Saving Trust, February 2000
- EST (2001), *Recommendations on a Sustainable Energy Framework for Northern Ireland Electricity's 2000-2005 Supply Price Control*, Energy Saving Trust, July 2001
- Eurelectric (2001), *Electricity Tariffs as of 1 January 2001 (Published Tariffs) (ref: 2001-2740-0002)*, Tariffs Network of Experts – Eurelectric – Union of the Electricity Industry, April 2001
- Furtado, Catarina e Seixas, Júlia (2000), *Emissão e controlo de gases com efeito de estufa em Portugal – Residencial e serviços*, Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Abril 2000
- Gilpin, Alan (1995), *Environmental Impact Assessment – cutting edge for the twenty-first century*, Cambridge University Press
- Godinho, Célia e Boucinha, Júlia (1998), *O consumo de energia e o bem-estar dos cidadãos*, Economia & Perspectiva, Vol.II, n.º2 Jul/Set 1998, pp 121-130

Gregoire, Michel (2001), *Experience and future projects in Belgium in Italy: a system closer to the market in Right of access to energy, environmental protection and opening of the electricity and gas markets* – Belgian Presidency of the UE, 27 e 28 de Setembro de 2001, Bruxelas

Heydlauff, E. Dale (1999), *Electric Industry Competition and the Environment*, The Electricity Journal, July 1999, pp 41-49, Elsevier Science Inc.

Honório, Lívio (1997), *Processos mais eficientes e a utilização da electricidade – uma visão dinâmica*, Centro para a Conservação da Energia e EDP – Electricidade de Portugal, Lisboa

Howrth, Richard B., Haddad, Brent M. e Paton, Bruce (2000), The economics of energy efficiency: insights from voluntary participation programs, *Energy Policy*, n.º 28, p.p. 477-486, Elsevier Science Ltd.

IEA (2001), *Toward a sustainable energy future*, International Energy Agency, 2001

IEA (2001a), *Energy indicators per country*, página na internet <http://www.iea.org>, International Energy Agency, 2001

Jannuzzi, Gilberto Swisher, Joel N. e Redlinger, Robert Y., (1997), *Tools and Methods for Integrated Resources Planning*, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, November 1997

MARN e FCT/UNL (1994), *Manual de Metodologias de Avaliação de Impactes Ambientais (relatório de progresso)*, Ministério do Ambiente e Recursos Naturais e Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Marques, Maria Manuel Leitão e Moreira, Vital (1998), *Instrumentos e formas jurídicas da desintervenção do Estado*, in Conferência “Serviço público, gestão privada e regulação”, 1 e 2 de Outubro, 1998, Lisboa

Ministério da Economia (2001), *Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas*, Setembro 2001, Lisboa

Ministério das Finanças (1999), *Privatizações e Regulação – A Experiência Portuguesa*, Direcção-Geral de Estudos e Previsão, Ministério das Finanças, Lisboa

OECD/IEA (2001), *Nuclear Power in the OECD*, Organisation for Economic Co-operation and Development e International Energy Agency, 2001

Ofgem (2000), *Energy Efficiency Standards (2000-2002) – Guidance to gas and electricity companies on competition issues – consultation proposals*, Office of Gas and Electricity Markets, October 2000

OFREG (1999), *Energy Efficiency, Fuel Poverty and the Supply Price Control – a consultation paper issued by the Office for the Regulation of Electricity and Gas*, December 1999

Oliveira, Fernanda P. (2001), *Regulação da Energia e do Ambiente* In Colóquio Internacional - *Energia e Direito, A Regulação da Electricidade e do Gás*, cedipre – Centro de Estudos de Direito Público e Regulação, Coimbra, 5 e 6 de Abril

Parlamento Europeu (2000), *Projecto de relatório sobre a Comunicação da Comissão ao conselho, ao Parlamento Europeu, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões “Plano de acção para melhorar a eficiência energética na Comunidade Europeia”*

(COM(2000)247 – C5-0567/2000 – 2000/2265 (COS)), Comissão da Indústria, do Comércio Externo, da Investigação e da Energia, Dezembro de 2000

REN (1999), *Sistema Electroprodutor do SEP – Estratégias Alternativas de Expansão – Período 2000-2020*, Direcção Geral de Energia, Novembro de 1999

Ribeiro, José (2001), *História Legislativa do Sector Eléctrico em Portugal*, ERSE-Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

Romm, Joseph Rosenfeld, Arthur e Herrmann, Susan (1999), *The Internet Economy and Global Warming – A Scenario of the impact of E-commerce on Energy and the Environment*, The Center for Energy and Climate Solutions (www.cool-companies.org) a Division of The Global Environment and Technology foundation (www.getf.org), December 1999

Santos, Aníbal (1995), *A Regulação Económica de Monopólios Naturais – uma nota sobre a regulação da indústria de água em Portugal*, Indústria da Água, Out-Dez 1995, pp 3-6 e 62-65

Santos, Aníbal (2000), *Apontamentos para a Cadeira de Teoria da Regulação Económica – Mestrado em Economia e Política da Energia e do Ambiente – ISEG*

Santos, Paulo (1999), *Soluções de financiamento para as energias renováveis: O caso do financiamento por terceiros in Saiba tirar proveito das energias renováveis – IFE – International Faculty for Executives*, 17 de Novembro de 1999, Lisboa

Sanz, José M.^a Serrano (1995), *La regulation como instrumento de politica economica*, Regulation Y competencia en la economia Espanola, Editorial Civitas, S.A.

Seixas, Júlia *et al* (2000), *Emissão e controlo de gases com efeito de estufa em Portugal – Sumário executivo*, Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Abril 2000

Siemens (2001), *Combinados, Frigoríficos e congeladores*, Fevereiro 2001

Staiss, Christian e Pereira, Helena (2001), *Biomassa – Energia renovável na agricultura e no sector florestal*, Ingenium, 2^a Série, n.º 61, Setembro de 2001, pp 68-72

Stigler, J. George (1971), *The theory of economic regulation*, Bell Journal of Economic and Management Science, Spring 1971, pp3-21

Stiglitz, Joseph E. (2000), *Economics of the public sector – Third edition*, W.W. Norton & Company, New York/London

UNIPED (1991), *Terminologia utilizada nas estatísticas da indústria eléctrica*, Quarta Edição, UNIPED, 1991

UNIPED (sem data), *The UNIPED 2000 eta Awards*, UNIPED

Watson, Robert T. Zinyowera, Marafu C. e Moss, Richard H. (1996), *Technologies, Policies and Measures for Mitigating Climate Change*, Intergovernmental Panel on Climate Change, Novembro 1996

Winward, J Schillerup, P e Boardman, B (1998), *Cool Labels*, Energy and Environment Programme, Environmental Change Unit, Oxford University, UK

ANEXOS

ANEXO I - REGULAÇÃO E MEDIDAS DE GESTÃO DA PROCURA NOUTROS PAÍSES

Quando se pensa numa solução para determinado problema há uma tendência natural para ver como é que situações semelhantes foram já resolvidas. É usual analisarem-se experiências internacionais, quando se busca uma solução para implementação. Os sectores eléctricos dos países europeus apresentam ainda muitas especificidades próprias, com passados distintos, estruturas distintas e regulações também distintas, pelo que não é fácil a transposição directa para Portugal de mecanismos aplicados noutros países. Não sendo objectivo deste trabalho efectuar um levantamento exaustivo das soluções implementadas na Europa para apoio a políticas de DSM, considerou-se que seria interessante analisar algumas experiências. A escolha é, essencialmente, baseada na informação que foi possível recolher, tendo sido privilegiados os países que pertencem ao Grupo de Trabalho sobre Ambiente e Fiscalidade⁹⁹ do CEER – Conselho de Reguladores Europeus de Energia, com quem se tinha contactos privilegiados.

Deste modo, nos próximos pontos analisa-se a experiência dos seguintes países ou regiões: Bélgica, Espanha, França, Itália, Irlanda do Norte, Inglaterra e Escócia

Bélgica

Na Bélgica, as responsabilidades relativas ao sector eléctrico são repartidas entre o nível federal, as comunidades e as regiões, de que resulta uma organização complexa.

Desde 1996 que existe um fundo destinado a financiar acções de URE, dependendo a utilização do fundo de regulamentação ao nível das comunidades e das regiões, destinando-se, no geral, a auditorias energéticas, iluminação eficiente, electrodomésticos mais eficientes, bombas de calor e equipamentos solares térmicos (Gregoire, 2001).

Em três das regiões foram recolhidos, em 1996 e 1997, 7,7 milhões e 10,3 milhões de Euros, respectivamente (Gregoire, 2001). No entanto, este mecanismo tem vindo a ser criticado por estar concentrado nas grandes empresas do sector. Com a liberalização

⁹⁹ Inicialmente formado por Espanha, Itália e Portugal, foi posteriormente alargado à Bélgica, Dinamarca, França, Inglaterra, Irlanda do Norte e Irlanda. Tem ainda existido algumas colaborações com os reguladores da Holanda e Suécia.

surgem novos agentes no mercado, os quais não são abrangidos por estes mecanismos, havendo a necessidade de novos mecanismos (Gregoire, 2001).

Espanha

Nos custos incluídos no cálculo das tarifas de energia eléctrica são considerados custos para aplicar em programas de DSM. O montante recolhido é utilizado pelos fornecedores de electricidade em campanhas DSM, devendo estes apresentar os seus planos e programas para aprovação pelo Ministério da Economia.

O montante para DSM é “recolhido” através de todas as tarifas, sendo suportado pelos clientes elegíveis e pelos “clientes da tarifa”¹⁰⁰. Em 1998 foram “reservados” 5000 milhões de pesetas¹⁰¹ para DSM (CNE, 2001).

A contabilização da “poupança” conseguida foi efectuada somente por declarações das empresas fornecedora, sendo estimada uma poupança de 212 527 MWh (CNE, 2001), em 1998. É de destacar que há um grau de incumprimento significativo no sector doméstico e dos edifícios e iluminação pública.

Tabela 1 – Poupança energética em Espanha com programas DSM em 1998

Sector	Poupança prevista (MWh)	Poupança implementada (MWh)	Desvio (%)
Doméstico (a)	47 246	38 147	- 19,3
Edifícios e iluminação pública	84 289	64 268	- 23,8
Pequenas e médias empresas	107 230	110 527	+ 3,0
Total	238 765	212 527	-11,0

Fonte: (CNE, 2001)

(a) – Iluminação eficiente, bombas de calor, mudança de hábitos, etc.

Se se considerasse que o investimento feito (próximo dos 5 000 milhões de pesetas) só tivesse efeito no ano de 1998, e assumindo o valor acima referido para a poupança, obtém-se um custo de cerca de 28,3 PTE/kWh.

¹⁰⁰ Semelhantes aos clientes do SEP, em Portugal.

¹⁰¹ Aproximadamente 6,024 milhões contos.

A partir de 1999, pressões para que as tarifas de energia eléctrica descessem poderão ser um dos factores que justifique a supressão deste tipo de incentivo.

França

De acordo com informações recolhidas junto do regulador francês (CRE – Commission de Régulation de L’Electricité), não são recolhidos fundos através das tarifas de energia eléctrica para subsidiar a implementação de políticas de DSM.

Itália

Em Itália foi aprovado em Maio último legislação relativa à promoção do eficiência energética. O regulador da electricidade e do gás, AEEG – Autorità per l’ energia elettrica e il gas, é responsável por regulamentação posterior. Deste modo, e de acordo com informações recolhidos junto da AEEG, espera-se que nos próximo seis a oito meses seja decidido em que tarifas serão recolhidos os fundos destinados a DSM e em que tipo de acções e por quem podem ser utilizados.

De acordo com Chello (2001), em Janeiro de 2002 será implementado um esquema semelhante aos certificados verdes para as energias renováveis. Tendo por base metas impostas aos distribuidores, será criado um “mercado” para DSM.

Irlanda do Norte

O esquema adoptado na Irlanda do Norte prevê uma forma de recolher fundos e duas vias para a utilização desse fundo.

Todos os clientes de energia eléctrica pagam uma quantia fixa por ano, cujo valor tem variado ao longo do período de regulação, sendo o valor actual (ano financeiro 2001-2002) de 2,05 £ (EST, 2001). Deste modo, têm sido recolhidos os seguintes montantes:

Tabela 2 – Fundos recolhidos na Irlanda do Norte via tarifas para DSM

Ano financeiro	N.º Clientes	“taxa” por cliente (£)	Montante total (£)	Montante total (€)
1997-1998	662 006	1,00	662 006	1 043 983
1998-1999	668 644	1,00	668 644	1 054 452
1999-2000	675 348	1,50	1 013 022	1 597 536
2000-2001	682 119	2,00	1 364 238	2 151 403
2001-2002	688 958	2,05	1 412 363	2 227 296

Nota: 1£=1,577€

Fonte: (EST, 2001)

No ano financeiro em curso está prevista a recolha de cerca de meio milhão de contos. Este fundo é essencialmente¹⁰² utilizado para acções de implementação de políticas de DSM.

As quantias acima identificadas têm dois destinos: incentivo à empresa de distribuição (NIE – Northern Ireland Electricity) para realização de programas de DSM e financiamento dos próprios programas, cuja implementação tem estado a cargo da própria NIE. Anualmente são estabelecidas metas de redução de consumos. Por cada kWh “poupado” acima dessa meta a NIE recebe 0,4p (OFREG, 1999). Os programas de DSM são aprovados pelo regulador (OFREG) após análise do Energy Saving Trust¹⁰³ (EST).

Para além do esquema referido, encontra-se implementado outro com o objectivo de reduzir os consumos. Foi estabelecida uma recta de regressão para a evolução do crescimento do consumo doméstico por cliente. Foram ainda determinadas outras duas rectas, correspondentes a um declive de 50%, ou seja, metade do crescimento, e uma recta correspondente a crescimento nulo. A NIE recebe um incentivo de 0.5p/(kWh.cliente) se o valor de consumo anual por cliente se situar entre a primeira recta e a recta dos 50%. Caso se situe abaixo, recebe 1p/(kWh.cliente) pelo que exceda a recta dos 50% (EST, 2001).

¹⁰² Uma pequena parte é também utilizada para financiamento de energias renováveis.

¹⁰³ Organização sem fins lucrativos fundada pela Governo do Reino Unido e pelas principais empresas do sector energético como resposta à Conferência da Terra (Rio de Janeiro – 1992).

Se dividirmos o montante recolhido através do mecanismo £/cliente pela meta estabelecida anualmente (seria considerar que a meta¹⁰⁴ era cumprida e que o investimento só teria efeitos esse ano), obtém-se custos de cerca de 3,9 PTE/kWh¹⁰⁵ (ano financeiro 1999-2000). De destacar a diferença com o valor espanhol.

Inglaterra e Escócia

Desde 1994 que na Inglaterra e na Escócia que os *public electricity suppliers* (PES) estão sujeitos a um esquema estabelecido pelo regulador (OFFER – Office for Electricity regulation e depois Ofgem- Office of Gas and Electricity Markets) com o objectivo de reduzir os consumos energéticos.

O esquema é semelhante ao descrito para a Irlanda do Norte. AS diferenças devem-se essencialmente à existência de muitos fornecedores, em contraponto com o quase total monopólio da NIE – Northern Ireland Electricity. A meta anual é estabelecida para cada fornecedor e, de acordo com o Energy Saving Trust (EST, 2000), deve depender da dimensão do PES, uma vez que existem economias de escala. É proposto que a meta anual dependa do número de clientes, de acordo com a seguinte fórmula (EST, 2000):

$$\text{Meta electricidade (GWh)} = C \times [12,054 \ln(C) + 107,82]/1000$$

$$\text{Meta gás (GWh)} = C \times [16,84 \ln(C) + 160,955]/1000$$

C – número de clientes, em milhares e Ln – logaritmo natural

Para fornecedores de electricidade¹⁰⁶ e gás os objectivos anuais devem ser somados. É de destacar a junção do sector da electricidade e gás, passando a quantia recolhida por cada cliente a 1,2 £.

O custo médio por cada kWh poupado no Standard of Performance (SoP)¹ foi de 1,8p/kWh, ou seja, cerca de 5,7 PTE/kWh¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Metas: 1997-1998 – 55 GWh; 1998-1999 – 55 GWh; 1999-2000 – 80 GWh; 2000-2001 – 110 GWh; 2001-2002 – 110 GWh (EST, 2001).

¹⁰⁵ 1£=1,577€

¹⁰⁶ Embora sabendo que a realidade portuguesa é muito distinta e que não é possível a transposição directas de fórmulas, resolveu aplicar-se esta fórmula à EDP-Distribuição Energia, S.A., podendo concluir-se que a meta para 1999 seria correspondente a cerca de 1100 GWh, ou seja, cerca de 55% do aumento de consumo de 1998 para 1999.

De destacar ainda que o regulador manifesta preocupação em evitar que os programas de DSM possam diminuir a concorrência no sector, nomeadamente dificultando a mudança de fornecedor (Ofgem, 2000).

Conclusão

Relativamente aos casos analisados, há a destacar a variedade de mecanismos existentes para financiamento de políticas de DSM, ou até a sua inexistência. De referir ainda que em Itália se pretende implementar um mecanismo de mercado, semelhante aos certificados verdes para as energias renováveis.

Os valores encontrados para a energia “poupada” também diferem de caso para caso, podendo justificar-se esta diferença não só nos diferentes tipos de mecanismos, mas também na diferença entre os programas considerados.

¹⁰⁷ 1£=1,577€

ANEXO II - ALTERAÇÕES RECENTES NO SECTOR ELÉCTRICO

Durante a fase final deste trabalho surgiram desenvolvimento no sector eléctrico, nomeadamente no que respeita à regulação, tal como já referido no corpo deste trabalho. É de destacar a publicação, pela ERSE, no princípio de Setembro de 2001¹⁰⁸, de novos regulamentos, resultantes da revisão do Regulamento Tarifário, Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento do Despacho e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

Neste anexo descrevem-se as principais alterações que interagem com o trabalho já realizado. Não são assim descritas outras alterações, também significativas, que não se relacionam com a análise e as conclusões dos capítulos anteriores.

Tal como no capítulo 5, organiza-se a exposição de acordo com as actividades definidas no Regulamento Tarifário.

Aquisição de energia eléctrica

Não se considera que tenham existido alterações significativas, dentro do âmbito deste trabalho.

Gestão global do sistema

Os proveitos permitidos para esta actividade são agora calculados de acordo com a seguinte fórmula¹⁰⁹:

$$\begin{aligned}\tilde{R}_t^{UGS} = & Amt_t^{UGS} + Act_t^{UGS} \times \frac{r^{UGS}}{100} + CAE_t^{UGS} + OG_t^{UGS} + REG_t + \\ & + RE_t^{UGS} - S_t^{UGS} - \Delta_{t-2}^{UGS}\end{aligned}$$

em que:

\tilde{R}_t^{UGS}	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
---------------------	--

¹⁰⁸ Despacho n.º 18 413-A/2001 (2ª série), publicado no Diário da República n.º 203, Suplemento, II série, de 1 de Setembro de 2001.

¹⁰⁹ Regulamento Tarifário (Set. 2001), art.º 55.º.

Amt_t^{UGS}	Amortizações dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema, associados ao Gestor do Sistema, ao Gestor de Ofertas, ao Acerto de Contas entre o SEP e o SENV e às telecomunicações de segurança, no ano t
Act_t^{UGS}	Valor médio dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano, associados ao Gestor do Sistema, ao Gestor de Ofertas, ao Acerto de Contas entre o SEP e o SENV e às telecomunicações de segurança
r^{UGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem
CAE_t^{UGS}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
OG_t^{UGS}	Custos de exploração associados ao Gestor do Sistema, ao Gestor de Ofertas, ao Acerto de Contas entre o SEP e o SENV e às telecomunicações de segurança, no ano t
REG_t	Custos com a ERSE, no ano t
RE_t^{UGS}	Custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
S_t^{UGS}	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, no ano t
Δ_{t-2}^{UGS}	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados no ano $t-2$.

$$\Delta_{t-2}^{UGS} = (Rf_{t-2}^{UGS} - R_{t-2}^{UGS} - Amb_{t-2}^{UGS}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{UGS}}{100} \right)^2$$

em que:

Δ_{t-2}^{UGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos da tarifa de Uso Global do Sistema facturados no ano $t-2$
R_{t-2}^{UGS}	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano $t-2$
R_{t-2}^{UGS}	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através da tarifa de Uso Global do Sistema no ano $t-2$, calculados em $t-1$, com base nos valores verificados em $t-2$
Amb_{t-2}^{UGS}	Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, no ano $t-2$, aceites pela ERSE de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”
i_{t-1}^{UGS}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Os custos com a melhoria do desempenho ambiental são considerados *à posteriori* e na sequência de um plano aprovado pela ERSE, após proposta da REN. Anteriormente os custos eram considerados *à priori*.

Relativamente à produção em regime especial, serão elaboradas normas contabilísticas complementares para o seu cálculo.

Transporte de energia eléctrica

Esta actividade continuou a ser regulada por um mecanismo do tipo taxa de rendibilidade, sendo os proveitos permitidos estabelecidos de acordo com a fórmula¹¹⁰:

$$\tilde{R}_t^T = Am_t^T + Act_t^T \times \frac{r^T}{100} + CC_t^T + OC_t^T + CAE_t^{URT} - S_t^T - \Delta_{t-2}^T$$

¹¹⁰ Regulamento Tarifário (Set, 2001), art.º 56.º.

em que:

\tilde{R}_t^T	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
Am_t^T	Amortizações dos activos fixos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
Act_t^T	Valor médio dos activos fixos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r^T	Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem
CC_t^T	Custos correspondentes a fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal, relativos ao ano t
OC_t^T	Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
CAE_t^{URT}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
S_t^T	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t
Δ_{t-2}^T	Ajustamento no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturados no ano $t-2$.

$$\Delta_{t-2}^T = (Rf_{t-2}^T - R_{t-2}^T - Amb_{t-2}^T) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^T}{100} \right)^2$$

em que:

Δ_{t-2}^T	Ajustamento no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturados no ano $t-2$
------------------	---

Rf_{t-2}^T	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-2$
R_{t-2}^T	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através das tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano $t-2$, calculados em $t-1$, com base nos valores verificados em $t-2$
Amb_{t-2}^T	Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-2$, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”
i_{t-1}^T	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Há que destacar a inclusão de eventuais custos com a promoção do ambiente, o que antes não acontecia explicitamente. Estes custos são, tal como na actividade de gestão global do sistema, considerados *à posteriori* e na sequência da aprovação de um plano pela ERSE.

Distribuição de energia eléctrica

Esta actividade manteve o tipo de regulação, *price-cap*. Os proveitos permitidos são calculados de acordo com a expressão¹¹¹:

$$\tilde{R}_t^D = \sum_{j=1}^2 \left(F_{j,t}^D + P_{j,t}^D \times E_{j,t}^D - \Delta_{j,t-2}^D \right)$$

em que:

\tilde{R}_t^D	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t
$F_{j,t}^D$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , por nível de tensão j
j	Nível de tensão $j=1, 2$ respectivamente para AT/MT e BT

¹¹¹ Regulamento Tarifário (set. 2001), art.º 58.º.

$P_{j,t}^D$	Componentes variáveis unitárias dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j , no ano t , em Euros por kWh
$E_{j,t}^D$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição no nível de tensão j a clientes vinculados e não vinculados, no ano t , em kWh
$\Delta_{j,t-2}^D$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, por nível de tensão j .

$$\Delta_{j,t-2}^D = (R_{j,t-2}^{fD} - R_{j,t-2}^D - PP_{j,t-2} - RQS_{t-2} - Amb_{j,t-2}^D) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right)^2$$

em que:

$R_{j,t-2}^{fD}$	Proveitos por nível de tensão resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos clientes vinculados e não vinculados, incluindo o uso da rede de BT, no ano $t-2$
$R_{j,t-2}^D$	Proveitos permitidos por nível de tensão para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, calculados em $t-1$, com base nos valores verificados em $t-2$
$PP_{j,t-2}$	Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano $t-2$
RQS_{t-2}	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em MT, no ano $t-2$
$Amb_{j,t-2}^D$	Custos por nível de tensão afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-2$, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental"
i_{t-1}^D	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Tal como nos casos anteriores, os custos afectos ao ambiente são considerados à posteriori, na sequência do referido Plano de Promoção da Qualidade Ambiental.

De referir ainda que o incentivo existente à redução de perdas na rede de distribuição foi limitado, não sendo considerados desvios superiores a 1% entre o valor verificado e o de referência.

Embora fora do âmbito deste trabalho, considera-se interessante referir que foi introduzido um incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Comercial de redes

Nesta nova actividade são considerados os custos comerciais associados às redes, ou seja, à facturação das tarifas de uso de redes. Estes custos são suportados pelos clientes do SEP e pelos clientes não vinculados. Foi adoptada uma regulação do tipo taxa de rendibilidade, sendo os proveitos permitidos determinados de acordo com a seguinte expressão¹¹²:

$$\tilde{R}_t^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{CR} = \sum_j Act_{j,t}^{CR} \times \frac{r^{CR}}{100} + Amt_{j,t}^{CR} + C_{j,t}^{CR} - \Delta_{j,t-2}^{CR}$$

em que:

\tilde{R}_t^{CR}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Redes, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t
j	Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN
$Act_{j,t}^{CR}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade por nível de tensão j incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
r^{CR}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo definido para o período de regulação, no ano t , em percentagem
$Amt_{j,t}^{CR}$	Amortizações dos activos fixos afectos a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t

¹¹² Regulamento Tarifário (Set. 2001), art.º 59.º.

$C_{j,t}^{CR}$	Custos anuais da estrutura comercial por nível de tensão j afectos à actividade de Comercialização de Redes e aceites pela ERSE, no ano t
	Incluem custos de leitura, contratação, tratamento e disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico.
$\Delta_{j,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , relativa ao ano $t-2$.

Nesta actividade não são considerados quaisquer custos com melhoria do desempenho ambiental ou gestão da procura.

Comercial no SEP

Esta actividade apresentava uma regulação do tipo *price-cap*. A recente revisão regulamentar adoptou uma regulação do tipo taxa de rendibilidade. Os proveitos permitidos são calculados de acordo com a expressão¹¹³:

$$\tilde{R}_t^{CE} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{CE} = \sum_j Act_{j,t}^{CE} \times \frac{r^{CE}}{100} + Amt_{j,t}^{CE} + C_{j,t}^{CE} - \Delta_{j,t-2}^{CE}$$

em que:

\tilde{R}_t^{CE}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização no SEP, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{CE}$	Proveitos permitidos por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t
j	Nível de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN
$Act_{j,t}^{CE}$	Valor médio do activo fixo por nível de tensão j afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

¹¹³ Regulamento Tarifário (Set. 2001), art.º 60.º.

r^{CE} Taxa de remuneração a aplicar aos activos fixos, definida para o período de regulação, no ano t , em percentagem

$Amt_{j,t}^{CE}$ Amortizações dos activos fixos afectos a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t

$C_{j,t}^{CE}$ Custos anuais da estrutura comercial por nível de tensão j afectos à actividade de Comercialização no SEP e aceites pela ERSE, no ano t

Incluem-se nestes os custos os relativos a leitura, contratação, tratamento e disponibilização de dados, facturação, cobrança e gestão da cobrança e atendimento presencial e telefónico.

$\Delta_{j,t-2}^{CE}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização no SEP, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , relativa ao ano $t-2$.

$$\Delta_{j,t-2}^{CE} = \left[Rf_{j,t-2}^{CE} - \tilde{R}_{j,t-2}^{CE} - GP_{j,t-2} - 0,5 \times (BGP_{j,t-2}^{CE} - CGP_{j,t-2}^{CE}) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{CE}}{100} \right)^2$$

em que:

$Rf_{j,t-2}^{CE}$ Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados por nível de tensão j por aplicação da Tarifa de Comercialização no SEP, no ano $t-2$

$\tilde{R}_{j,t-2}^{CE}$ Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Comercialização no SEP por nível de tensão j , com base nos quais foi determinada a Tarifa de Comercialização no SEP para vigorar no ano $t-2$

$GP_{j,t-2}$ Custos afectos a esta actividade relativos a programas de gestão da procura por nível de tensão, aceites pela ERSE no ano $t-2$, de acordo com o relatório de execução do “Programa de Gestão da Procura

$BGP_{j,t-2}^{CE}$ Benefícios estimados no “Plano de Gestão da Procura” apresentado para o ano $t-2$ pelos distribuidores vinculados, relativos à execução de medidas de gestão da procura, por nível de tensão j

$CGP_{j,t-2}^{CE}$ Custos estimados no “Plano de Gestão da Procura” apresentado para o ano $t-2$ pelos distribuidores vinculados, relativos às medidas de gestão da procura consideradas, por nível de tensão j

i_{t-1}^{CE}

Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Tal como para os custos relacionados com o ambiente, referidos nas actividades anteriores, também os custos relativos à gestão da procura são considerados *à posteriori*, e na sequência de plano aprovado pela ERSE, na sequência de proposta da EDP Distribuição Energia, S.A.

De destacar ainda que foram estabelecidas regras mais explícitas, bem como a partilha dos benefícios para as empresas de aplicação de políticas de DSM entre as empresas e os clientes.

Outros assuntos

Algumas palavras finais para duas alterações, ainda mais recentes, que merecem destaque:

- Protocolo estabelecido entre as administrações espanhola e portuguesa, assinado a 14 de Novembro de 2001, tendo como objectivo o estabelecimento de um mercado ibérico da electricidade, a partir de 1 de Janeiro de 2003. Entretanto, estão a ser desenvolvidos trabalhos a três níveis (administração – direcções gerais, reguladores, entidades gestores do sistema);
- Reunião do Conselho de Ministros de 7 de Fevereiro de 2002, onde se aprovou o alargamento das competências da ERSE ao gás natural.

ANEXO III - BREVE HISTORIAL DO SECTOR ELÉCTRICO EM PORTUGAL

Qualquer opção que um regulador toma é condicionada pela estrutura do mercado e pela dos próprios agentes. Deste modo, é importante conhecer a evolução do sector, em especial nos últimos anos, podendo assim entender-se melhor não só algumas das restrições que se impõem ao regulador, mas também as reacções dos agentes às políticas regulatórias.

Tendo em conta esta necessidade, pareceu interessante tentar resumir alguns pontos fundamentais da evolução do sector.

Tabela 3 – Breve historial do sector eléctrico

Data	Descrição
1878	Primeira iluminação eléctrica realizada em Portugal – Chiado, Lisboa.
1944-1975	Grandes realizações do Estado, designadamente aproveitamentos hidroeléctricos. O aproveitamento de Castelo do Bode e de Venda Nova foram inaugurados em 1951.
Antes de 1969	Algumas empresas de produção, uma empresa de transporte e diversas de distribuição.
1969	Fusão da produção com o transporte, sendo criada a CPE – Companhia Portuguesa de Electricidade.
1975	Nacionalização do sector eléctrico.
1976	Criação da EDP - Electricidade de Portugal, EP.
1976 – 1981	Progressiva integração da distribuição (municípios). Exploração em regime de monopólio do sector eléctrico.
1981 – 1988	Progressiva abertura à autoprodução, começando por ser possível vender os excedentes da produção própria, sendo em 1988 estabelecidos maiores incentivos à autoprodução.
1991	Transformação da EDP em sociedade anónima.
1995	Divisão da EDP em diversas empresas, sendo separada a actividade de produção, transporte e distribuição. Surgiram ainda pequenas empresas ligadas à prestação de serviços (saúde, engenharia, etc.).
Julho 1995	Criado o quadro base do Sistema Eléctrico Nacional. Alterada a legislação relativa à produção em regime especial, nomeadamente sobre questões tarifárias.
1996	Ajustes ao quadro base do Sistema Eléctrico Nacional. O planeamento deixa de ser efectuado pela Entidade Planeamento (que nunca chegou a existir), passando para a competência da Direcção Geral de Energia.
Fevereiro de 1997	Criação da ERSE.
Junho de 1997	Privatização parcial (30%) da EDP Electricidade de Portugal, S.A.

Data	Descrição
Maio de 1998	2ª fase de privatização da EDP – Electricidade de Portugal, S.A. que correspondeu à celebração de um acordo de parceria estratégica com a Iberdrola, tendo cada uma das empresas ficado com uma opção de compra de 2,25% do capital da outra. A Iberdrola exerceu esta opção de compra na 3ª fase de privatização.
Setembro de 1998	ERSE publica regulamentação do sector eléctrico
Janeiro de 1999	Início do 1º período de regulação, com a fixação de tarifas para 2000 e parâmetros para todo o período. Elegibilidade de todos os clientes, excepto BT, com consumo anual superior a 9 GWh.
Maio de 1999	Publicada legislação relativa à produção em regime especial renovável e resíduos. Preço de venda ao SEP deixa de estar ligado à tarifa de venda a clientes finais.
Dezembro de 1999	Publicada legislação relativa à cogeração. Preço de venda ao SEP deixa de estar ligado à tarifa de venda a clientes finais.
Fevereiro de 2000	Fusão das 4 empresas de distribuição do Grupo EDP e criação da EDP Distribuição Energia, S.A.
Junho de 1999	3ª fase de privatização da EDP – Electricidade de Portugal, S.A. (16,2%). Após esta operação o Estado ficou a deter 51% do capital.
Outubro de 2000	4ª fase de privatização da EDP – Electricidade de Portugal, S.A. (20%)
31 Dezembro de 2000	Principais accionistas da EDP – Electricidade de Portugal, S.A., função do capital: Direcção Geral do Tesouro (22,654%); Banco Comercial Português (5,058%); Caixa Geral de Depósitos (4,751%); Iberdrola (4,000%) e Parpública (3,926%).
Setembro de 2001	ERSE publica nova regulamentação para o sector eléctrico

Fonte: adaptado de (Costa *et al*, 1997), (Ribeiro, 2001), (EDP, 1997), (EDP, 1998), (EDP, 2000a), (EDP, 2001)